

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

CENTRO TECNOLÓGICO

CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

Erich Elesbão Wiese

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE PÚBLICA PARA UMA EDIFICAÇÃO
COMERCIAL**

Florianópolis

2016

ERICH ELESBÃO WIESE

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE PÚBLICA PARA UMA EDIFICAÇÃO
COMERCIAL**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido à Universidade Federal de Santa
Catarina como requisito parcial exigido pelo
curso de Graduação em Engenharia Civil.

Orientador: Prof. Ricardo Rüther, PhD

Florianópolis

2016

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Wiese, Erich Elesbão

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE PÚBLICA PARA UMA EDIFICAÇÃO
COMERCIAL / Erich Elesbão Wiese ; orientador, Ricardo
Rüther - Florianópolis, SC, 2016.

129 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico.
Graduação em Engenharia Civil.

Inclui referências

1. Engenharia Civil. 2. Tecnologia Fotovoltaica. 3.
Viabilidade Econômica. 4. Energia Renovável. I. Rüther,
Ricardo. II. Universidade Federal de Santa Catarina.
Graduação em Engenharia Civil. III. Título.

Erich Elesbão Wiese

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
CONECTADO À REDE PÚBLICA PARA UMA EDIFICAÇÃO COMERCIAL**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para a obtenção do Título de Engenheiro Civil, e aprovado em sua forma final pelo departamento de Programa de Graduação de Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 22 de novembro de 2016

Prof. Luis Alberto Gómez
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:



Prof. Ricardo Rüther, Phd.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Roberto Lamberts, Phd.
Universidade Federal de Santa Catarina

Márcio José Sorgato, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

AGRADECIMENTOS

Ao professor Ricardo Rütther, por ter aceitado me orientar e me permitir compartilhar um ambiente de conhecimento ao longo deste ano. Pela sua paciência e acessibilidade, apesar da agenda geralmente cheia. Por ter despertado em mim o interesse em energia solar fotovoltaica na sua aula introdutória da disciplina de Instalações I.

A todos os integrantes do grupo Fotovoltaica-UFSC, sem os quais não teria aprendido tanto e conseguido realizar este TCC de forma tão fluída. Ao Lucas Rafael do Nascimento e Ernesto de Freitas Moscardini Júnior, por considerá-los meus tutores durante minha estadia no grupo e que facilitaram muito o desenvolvimento deste trabalho. À colega e futura engenheira civil Kathlen Schneider, pela sua disponibilidade em ajudar e pela troca de conhecimento ao longo de todo o desenvolvimento dos nossos TCC's. Aos colegas Alexandre de Albuquerque Montenegro, Pedro Henrique Alves Veríssimo, Bernardo Meyer Hickel, Andriago Filippo Gonçalves Antonioli e Álvaro Della Justina Nascimento, pelas contribuições com bibliografia e pequenas dúvidas tiradas na hora, o que muitas vezes economizou horas de pesquisa em frente ao computador.

Ao ex-colega de graduação e agora engenheiro civil Eduardo Fujiwara Cerávolo, por toda sua disponibilidade em me assessorar na etapa de análise financeira deste trabalho.

Ao meu amigo de longa data Victor Henrique Tavares Soares, pelas fotografias de drone.

Aos meus pais e irmãos, por todo o apoio prestado ao longo da minha graduação.

RESUMO

Devido ao crescimento da tecnologia fotovoltaica no mundo e especialmente no Brasil, foi usado como tema deste trabalho a análise de viabilidade técnico-econômica de um sistema conectado à rede pública para uma edificação comercial, localizada no município de São José, Santa Catarina, bairro Praia Comprida. Ao longo do trabalho foram tratados os pontos definidos pela resolução 482 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que teve como efeito a desburocratização da geração de energia e os efeitos positivos para o cenário fotovoltaico em geral, gerando maior atratividade e facilidade em investir nesse tipo de tecnologia. Para atingir os objetivos propostos, foram levantados dados da edificação, como área disponível para integração fotovoltaica no telhado, consumo energético e sombreamento do entorno. Além disso, foi feita a transposição dos dados de irradiação global horizontal, com o programa RADIASOL, para os planos inclinados considerados no estudo. Os sistemas fotovoltaicos foram dimensionados através do programa PVsyst para as tecnologias de telureto de cádmio (CdTe) e silício policristalino (p-Si) com diferentes arranjos, orientações e distribuições dos módulos sobre o telhado. Com os resultados das simulações, foram escolhidas as maiores gerações para cada tecnologia e realizado o estudo de viabilidade econômica em três cenários diferentes: o primeiro com 1% de aumento anual na tarifa de energia elétrica e na COSIP (Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública), o segundo com 3% e o terceiro com 5%. Para cada cenário foram calculados os indicadores de viabilidade econômica – Taxa Interna de Retorno (TIR), *payback* descontado e Valor Presente Líquido (VPL) – e definido se era um investimento economicamente viável ou não.

Palavras-chave: Tecnologia Fotovoltaica. Energia renovável. Viabilidade econômica.

ABSTRACT

Due to the growth of photovoltaic (PV) technology in the world and especially in Brazil, it was defined as this term paper subject the technical and economic viability analysis of a grid-connected system for a commercial building in São José, Santa Catarina, in the neighborhood of Praia Comprida. During this paper, the resolution 482, from ANEEL (Electrical Energy National Agency), was analysed according to its positive effects on the PV reality in general, with less bureaucracy, higher appeal and easier ways to invest in this type of energy. To achieve the proposed goals, data from the building, such as available area for photovoltaic integration on the roof, energy consumption and near shadings were gathered. Furthermore, it was necessary to convert, with the RADIASOL software, the data related to global horizontal irradiance into the tilted surfaces considered in the study. The PV systems were dimensioned through the PVsyst software for both cadmium telluride (CdTe) and polycrystalline (p-Si) technologies with different arrays, orientations and modules distributions over the roof. With the simulations results, the highest energy yield ones, for each technology, were picked and used in the economic viability study, considering three distinct situations: the first with a 1% annual raise in the energy fare and in the COSIP (Contribution for Public Lighting), the second with a 3% and the third with a 5%. The economic viability indicators – Internal Rate of Return (IRR), discounted payback period and Net Present Value (NPV) – were calculated for each situation, and thus pointed if it was a viable investment or not.

Keywords: Photovoltaic Technology. Renewable Energy. Economic Viability.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos	1
1.1.1	Objetivo Geral	1
1.1.2	Objetivos Específicos	1
1.2	Estrutura do Trabalho	2
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
2.1	Recurso solar	4
2.2	Efeito Fotovoltaico e a Célula Solar	5
2.3	Tipos de tecnologias fotovoltaicas	6
2.4	Fatores que influenciam no desempenho de sistemas fotovoltaicos	10
2.4.1	Temperatura	10
2.4.2	Acúmulo de sujeira	12
2.5	PR (<i>Performance Ratio</i>)	14
2.6	Inversores	14
2.7	Resolução Normativa ANEEL 482	14
2.8	Softwares para Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos	16
2.8.1	RADIASOL	16
2.8.2	PVsyst	16
2.9	Análise Financeira	16
2.9.1	Juros	16
2.9.2	Inflação	16
2.9.3	Taxa Mínima de Atratividade	17
2.9.4	Tempo de Retorno Descontado	17
2.9.5	Valor Presente Líquido	17

3	MÉTODO	19
3.1	Coleta de Dados	19
3.1.1	Contexto do Empreendimento	19
3.2	Procedimento de Cálculo da Potência Nominal Necessária.....	27
3.2.1	Cálculo do Consumo Médio Diário (E)	28
3.2.2	Determinação da Irradiação Solar no Plano dos Módulos (G_{POA})	29
3.2.3	Cálculo efetivo de P_{FV}	31
3.3	Dados de Entrada no PVsyst	32
3.3.1	Parâmetros Obrigatórios	32
3.3.2	Parâmetros Opcionais	37
3.4	Parâmetros para Análise de Viabilidade Econômica	41
3.4.1	Período de Análise	41
3.4.2	Investimento Inicial no Sistema FV	41
3.4.3	Gastos com Reposição dos Inversores e O&M	42
3.4.4	Redução anual de produtividade	42
3.4.5	TMA	42
3.4.6	Consumo Anual de Energia Elétrica da Edificação	43
3.4.7	Geração e Perda de Produtividade Anual do Sistema Fotovoltaico	43
3.4.8	COSIP, Tarifa de Energia Elétrica e Bandeiras Tarifárias	44
3.4.9	Energia a ser comprada da concessionária	45
3.4.10	Determinação da TIR e do <i>payback</i> descontado	45
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	46
4.1	Simulações no PVsyst	46
4.2	Consumo X Geração	47
4.2.1	Módulos de CdTe	47
4.2.2	Módulos de p-Si	48

4.3	Análise de Viabilidade Econômica	49
4.3.1	Compilação e variação do VPL	49
4.3.2	Variação da TIR	52
4.3.3	Tabelas Resumo	53
5	CONCLUSÃO	54
	REFERÊNCIAS	56
	APÊNDICE A – RELATÓRIOS PVSYST - CdTe	58
	APÊNDICE B – SIMULAÇÕES PVSYST p-Si	84
	APÊNDICE C – FLUXOS DE CAIXA	110
	CdTe – aumento de 1% a.a. na tarifa e na COSIP	110
	CdTe – aumento de 3% a.a. na tarifa e na COSIP	112
	CdTe – aumento de 5% a.a. na tarifa e na COSIP	114
	p-Si – aumento de 1% a.a. na tarifa e na COSIP	116
	p-Si – aumento de 3% a.a. na tarifa e na COSIP	118
	p-Si – aumento de 5% na tarifa e na COSIP	120
	ANEXO A – CATÁLOGO DO INVERSOR	122
	ANEXO B – CATÁLOGO DO MÓDULO DE CdTe	126
	ANEXO C – CATÁLOGO DO MÓDULO DE p-Si	128

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Constante k em função do tipo de integração do sistema FV com a construção	11
Tabela 2 – Dados de 12 meses de contas de energia elétrica para o Boliche Pinguim	27
Tabela 3 – Consumo médio diário para um ano de dados	29
Tabela 4 – Resultados de G_{POA} para cada situação analisada	31
Tabela 5 - Equivalência de orientações entre os <i>softwares</i>	32
Tabela 6 – Taxas SELIC e poupança para o mês de Outubro de 2016	43
Tabela 7 - Resultado das 12 simulações do PVsyst	46
Tabela 8 - Tabela resumo para cada cenário de investimento - CdTe	53
Tabela 9 - Tabela resumo para cada cenário de investimento – p-Si	53

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Radiação Solar Global Horizontal (Média Anual)	5
Figura 2 - Princípio de Funcionamento de uma Célula Solar	6
Figura 3 - Produção mundial em porcentagem quanto a tecnologia produzida	7
Figura 4 - Evolução do mercado de filmes finos ao longo de 15 anos	8
Figura 5 - Evolução da eficiência de células solares por tecnologia.....	9
Figura 6 - Comparação entre a eficiência das melhores células e módulos para a mesma tecnologia.....	10
Figura 7 - Comparação da elasticidade do encapsulante para célula nova e velha com variação de temperatura	11
Figura 8 - Variação da temperatura do gerador FV em função do tipo de integração FV	12
Figura 9 - Correlação da ocorrência de chuvas com a diminuição das perdas diárias por sujeira.....	13
Figura 10 - Perfil típico de radiação recebida por uma célula de referência em dia ensolarado de verão.....	13
Figura 11 - Fluxograma de atividades.....	19
Figura 12 - Situação do prédio quanto ao seu entorno.....	20
Figura 13 - Área útil do telhado preto (projeção)	21
Figura 14 – Visão panorâmica do telhado preto	22
Figura 15 - Planta de cobertura do telhado branco, em metros, sem escala – Área = 620 m ²	23
Figura 16 – Área útil do t.b. descontada a porção oblíqua na extrema a norte	24
Figura 17 – Visão panorâmica do telhado branco com cotas no entorno	25
Figura 18 – Desvios azimutais das águas do t.b.....	26
Figura 19 - Criação de uma nova estação para o Boliche Pinguim	30
Figura 20 – Plano relativo à água oeste do t.b.	30
Figura 21 - Plano relativo à água leste do t.b.	30
Figura 22 - Plano relativo à situação ótima para a localidade.....	30
Figura 23 - Ferramenta auxiliar na definição do sistema FV a ser instalado a partir de P_{FV}	32
Figura 24 - Abas disponíveis para o detalhamento das perdas	33

Figura 25 - Interface para definição das perdas por temperatura.....	34
Figura 26 - Interface para definição das perdas por sujeira	36
Figura 27 - Interface para definir perdas devido ao ângulo de incidência	37
Figura 28 - Parâmetros opcionais do PVsyst	38
Figura 29 - Exemplo de definição adotada dentro de <i>Near Shadings</i>	39
Figura 30 - Erro ao tentar utilizar a opção <i>Module layout</i> para a tecnologia de CdTe	39
Figura 31 - Ferramenta para distribuição de <i>strings</i>	40
Figura 32 – Exemplo de resultado da distribuição das <i>strings</i> sobre o telhado – cada cor representa uma <i>string</i>	40
Figura 33 - Preço médio de sistemas FV por potência nominal instalada	41
Figura 34 – Consumo x Geração para o período 1 - CdTe	47
Figura 35 – Consumo x Geração dos períodos 1 a 25 - CdTe	48
Figura 36 – Consumo x Geração para o período 1 - p-Si	48
Figura 37 – Consumo x Geração dos períodos 1 a 25 – p-Si.....	49
Figura 38 - Compilação dos gráficos de VPL - CdTe.....	50
Figura 39 - Variação do VPL com a variação da taxa de aumento anual (COSIP e tarifa) - CdTe.....	50
Figura 40 - Compilação dos gráficos de VPL - p-Si.....	51
Figura 41 - Variação do VPL com a variação da taxa de aumento anual (COSIP e tarifa) – p-Si.....	51
Figura 42 - Variação da TIR com a variação da taxa de aumento anual (COSIP e tarifa) - CdTe.....	52
Figura 43 - Variação da TIR com a variação da taxa de aumento anual (COSIP e tarifa) – p-Si.....	52

1 INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica (FV) constitui um tipo de energia cuja geração é silenciosa, não poluente e renovável por ter como fonte diretamente o sol. Um dos grandes benefícios da geração FV é a possibilidade de se ter geração distribuída, ou seja, a eletricidade é gerada diretamente no ponto de consumo, o que reduz perdas de transmissão e seus custos, fatores inerentes para usinas hidrelétricas e termelétricas.

No Brasil, com a aprovação da resolução 482 da ANEEL em 2012 e posterior revisão em 2015 com alterações, a geração de energia fotovoltaica tornou-se mais atrativa e flexível ao serem estabelecidos mecanismos de micro e minigeração distribuída. Ao mesmo tempo, leilões voltados para geração FV pelo país aumentaram significativamente os empreendimentos na área.

Contudo, alguns fatores devem ser levados em conta durante o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, como a incidência solar na área, demanda energética da edificação e sombreamento do entorno sobre os módulos instalados, sendo este último, muitas vezes, um fator que inviabiliza empreendimentos na área.

Diante do exposto, este trabalho busca levantar a viabilidade de se integrar um sistema FV, sob as novas diretrizes da resolução da ANEEL, a uma edificação que já existe e opera. A importância do estudo consiste na possibilidade de estendê-lo para outras edificações e viabilizar diferentes sistemas FV para cada situação encontrada.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Analisar a viabilidade técnico-econômica de um sistema solar fotovoltaico, em edifício comercial já construído e em operação, para duas tecnologias no município de São José – SC, por meio da comparação entre o fluxo de caixa para 25 anos sem e com o sistema instalado.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos do trabalho são:

- Levantar os dados relevantes para o dimensionamento do sistema, como área de telhado disponível, sua inclinação, contas de luz e sombreamento incidente;
- Calcular a geração de energia para cada sistema e determinar o que possui maior potencial de geração, pois é este que será utilizado para montar cenários diferentes na etapa de viabilidade econômica;
- Comparar a geração de energia para cada situação adotada com o consumo da edificação;
- Montar os fluxos de caixa para cada situação considerada de forma a obter os indicadores de qualidade econômica do empreendimento, como TIR, *payback* descontado e VPL;
- Determinar a viabilidade econômica para cada uma das variações analisadas.

1.2 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está dividido em cinco capítulos, conforme segue:

Capítulo 1: INTRODUÇÃO. Apresenta a definição do trabalho, sua importância e os objetivos gerais e específicos.

Capítulo 2: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA. Apresenta os conceitos e definições, devidamente referenciados, necessários para compreensão do trabalho. Foi abordada toda a parte que envolve a geração fotovoltaica, desde seu princípio até os equipamentos e *softwares* utilizados para dimensionamento de sistemas. Também foi abordada a realidade da legislação brasileira no tocante à geração fotovoltaica e todas as considerações acerca da análise financeira aplicada.

Capítulo 3: MÉTODO. Descreve os métodos utilizados para se chegar aos resultados do trabalho.

Capítulo 4: RESULTADOS E DISCUSSÃO. Apresenta os resultados obtidos para atender aos objetivos propostos no trabalho, bem como uma discussão crítica sobre eles.

Capítulo 5: CONCLUSÃO. Descreve o que se pôde observar dos resultados e são apontadas recomendações e considerações finais sobre o projeto estudado.

Em APÊNDICES são apresentados documentos elaborados pelo autor e que foram retirados do corpo do trabalho para melhor visualização. Aqui se encontram extensos relatórios e planilhas do Excel para as simulações realizadas.

Em ANEXOS são apresentados documentos não elaborados pelo autor, como dados de equipamentos utilizados.

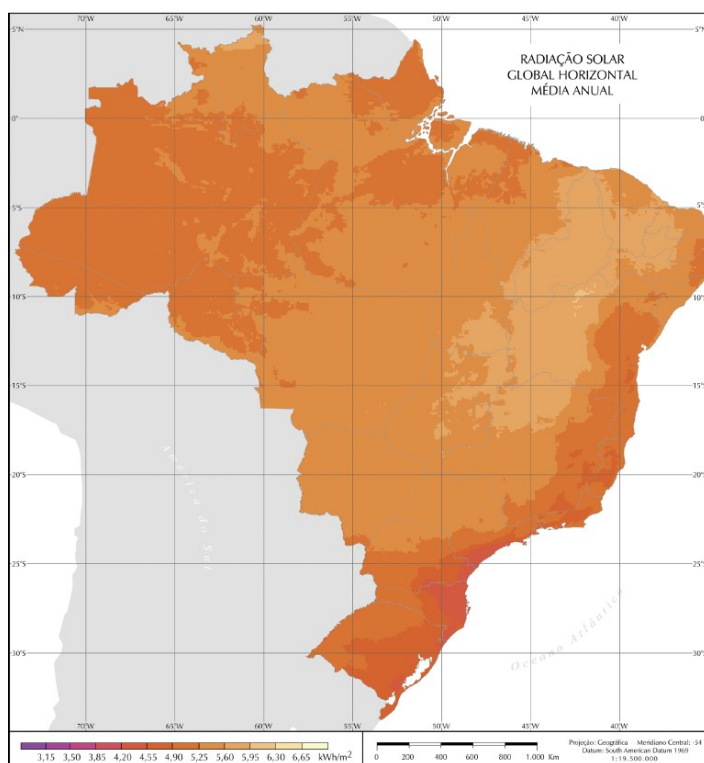
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo serve como embasamento teórico para o trabalho apresentado. É feita uma explicação breve do princípio da geração fotovoltaica, seus fatores de influência e componentes do sistema fotovoltaico.

2.1 Recurso solar

O projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) permitiu a elaboração do Atlas Brasileiro de Energia Solar, que contém a irradiação na superfície terrestre, com resolução espacial de 10 x 10 km, obtida por meio de tratamento matemático de uma série histórica (jul/1995 a dez/2005) (Pereira *et al.*, 2006). Tais dados, coletados de satélites geoestacionários e validados por dados de estações de superfície, servem hoje para o mapeamento do potencial energético solar (Pereira *et al.*, 2006). O modelo utilizado apresenta uma ligeira superestimativa do fluxo de radiação, que é maior em condições de céu nublado, ou seja, quando o fluxo de radiação é mais baixo (Pereira *et al.*, 2006). A Figura 1 mostra a média anual da irradiação diária incidindo sobre uma superfície horizontal (kWh/m²/dia) no Brasil.

Figura 1 - Radiação Solar Global Horizontal (Média Anual)

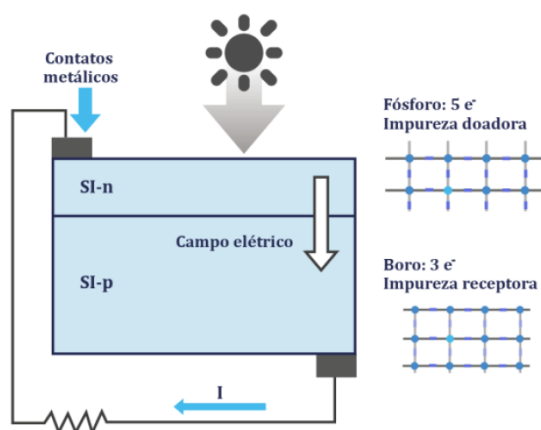


Fonte: (Pereira *et al.*, 2006)

2.2 Efeito Fotovoltaico e a Célula Solar

O efeito fotovoltaico, descoberto por Alexandre-Edmond Becquerel em 1839, consiste na criação de tensão elétrica ou de uma corrente elétrica correspondente num material após sua exposição à luz e é o que permite o funcionamento das células solares (Onudi, 2016). A luz solar incidente em células fotovoltaicas garante energia suficiente para que alguns elétrons tenham seu nível de energia aumentado e assim são liberados (Parida *et al.*, 2011). Uma barreira de potencial age nesses elétrons para produzir uma tensão, que é usada para carregar a corrente pelo circuito (Parida *et al.*, 2011). As células são compostas basicamente de silício com a aplicação controlada de impurezas – materiais com excesso ou carência de elétrons em relação ao silício – para obtenção de campo elétrico. A maioria das células são formadas com base na união p-n, na qual há uma camada n da célula com impurezas doadoras de elétrons e outra camada p com impurezas receptoras de elétrons, nas quais são adicionados contatos metálicos para extração da corrente (Onudi, 2016).

Figura 2 - Princípio de Funcionamento de uma Célula Solar



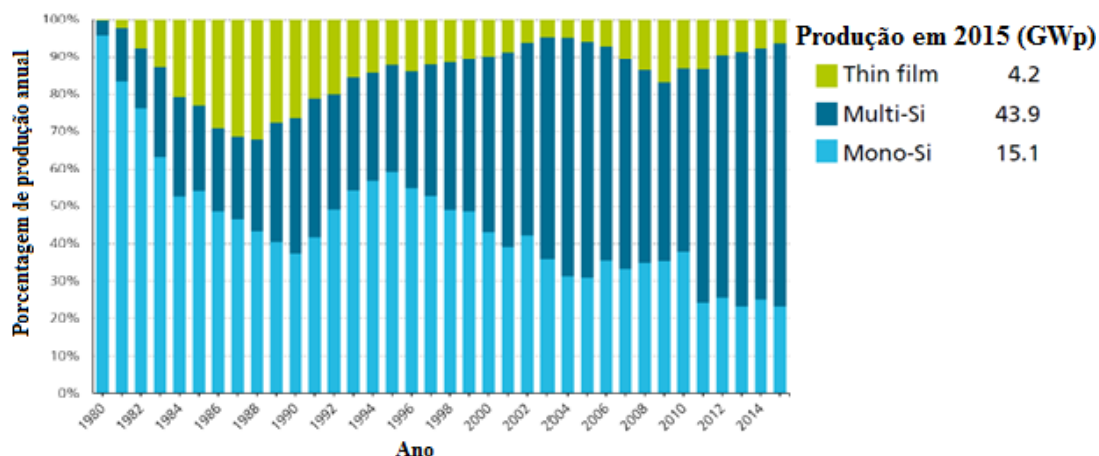
Fonte: (Onudi, 2016)

2.3 Tipos de tecnologias fotovoltaicas

Uma maneira de dividir as tecnologias FV é em três categorias (ou gerações) de módulos FV: células de grande espessura, células de filmes finos e células orgânicas.

A primeira geração compreende células de grande espessura (180-250 μ m) e conta com o silício cristalino (c-Si) como semicondutor, que é utilizado tanto na sua forma mono (m-Si) ou poli cristalina (p-Si). A primeira geração representou, no ano de 2015, 93% da produção mundial de módulos FV, sendo que a tecnologia p-Si correspondeu a 69% da produção mundial (Fraunhofer-Ise, 2016). Tal grandeza na fatia do mercado pode ser explicada pelo constante aumento na sua eficiência e na capacidade produtiva das indústrias devido ao baixo custo de produção. A Figura 3 apresenta um histórico de 35 anos em que é evidente o domínio da tecnologia de silício cristalino (cerca de 93%).

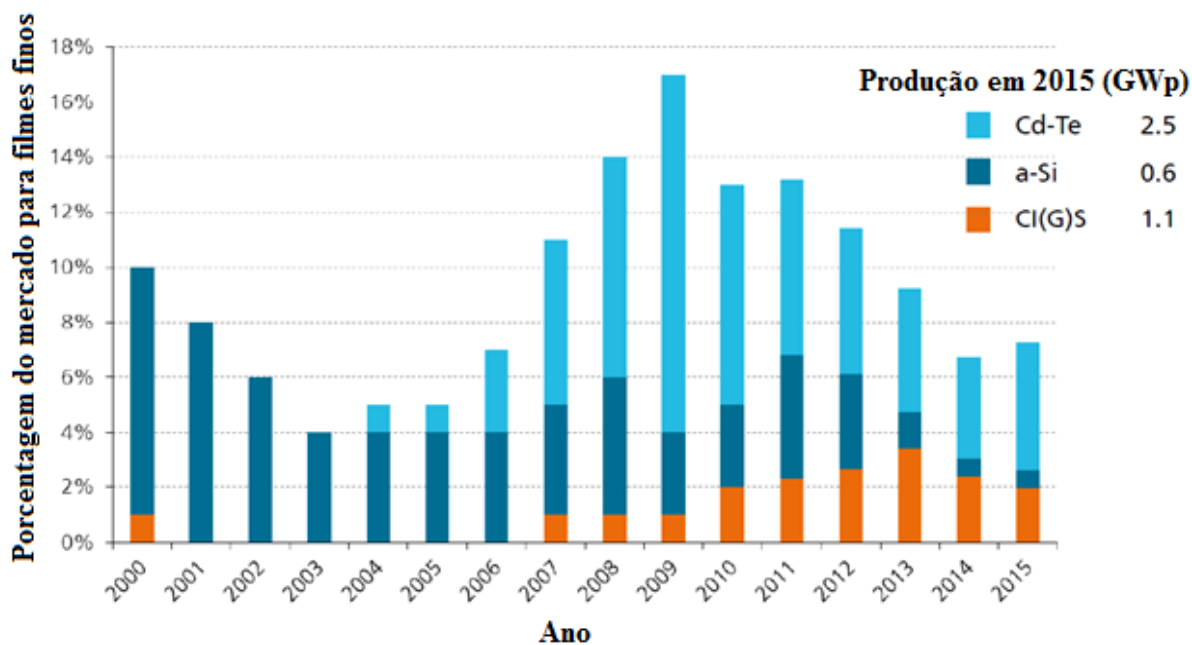
Figura 3 - Produção mundial em porcentagem quanto a tecnologia produzida



Fonte: (Fraunhofer-Ise, 2016) - adaptado

A segunda geração, pautada na redução de custos por meio de uso de camadas muito finas de semicondutores ($\sim 1\mu\text{m}$), também conhecida como tecnologia de filmes finos, utiliza três principais componentes na ordem de maior produção para o de menor: Telureto de Cádmio (CdTe); disseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS); e silício amorfo (a-Si). Silício amorfo, antes a tecnologia dominante entre os filmes finos, perdeu força frente ao CdTe e CIGS nos últimos 5 anos conforme a Figura 4 a seguir (Fraunhofer-Ise, 2016). Apesar de ser baseada na redução de custos, a tecnologia de filmes finos teve uma redução em sua produção devido à baixa no preço do silício, matéria-prima das células de grandes espessura.

Figura 4 - Evolução do mercado de filmes finos ao longo de 15 anos



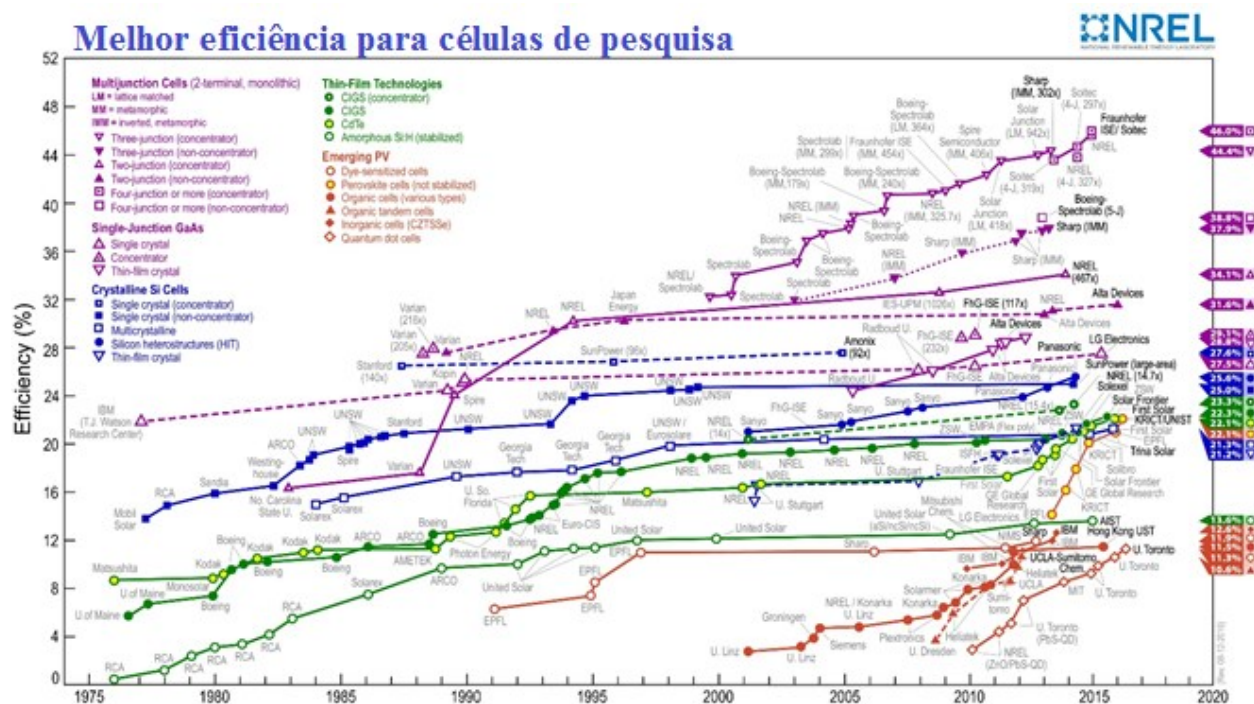
Fonte: (Fraunhofer-Ise, 2016) – adaptado

Por último temos a terceira geração. Inicialmente foi definida como a geração que deve ser mais eficiente que dispositivos de única junção, como as da primeira, possuir baixo custo/Watt e utilizar materiais abundantes e de baixa toxicidade. Em seguida, ampliou-se a definição para abrigar as tecnologias baseadas em materiais orgânicos (OPV) e de pontos quânticos (PQs). Apesar de possuírem baixo custo e boa eficiência, ainda são problemáticos para a produção em escala comercial. (Ely e Swart, 2014).

A eficiência da conversão fotovoltaica, por sua vez, é dada pela razão entre a potência máxima fornecida e o produto da área do total do módulo ou célula, pela irradiância total, para valores preestabelecidos de temperatura (Abnt, 2013).

A Figura 5 apresenta a evolução da eficiência das células solares no decorrer do tempo, dividido por gerações: primeira geração em azul; segunda geração em verde; terceira geração em laranja.

Figura 5 - Evolução da eficiência de células solares por tecnologia

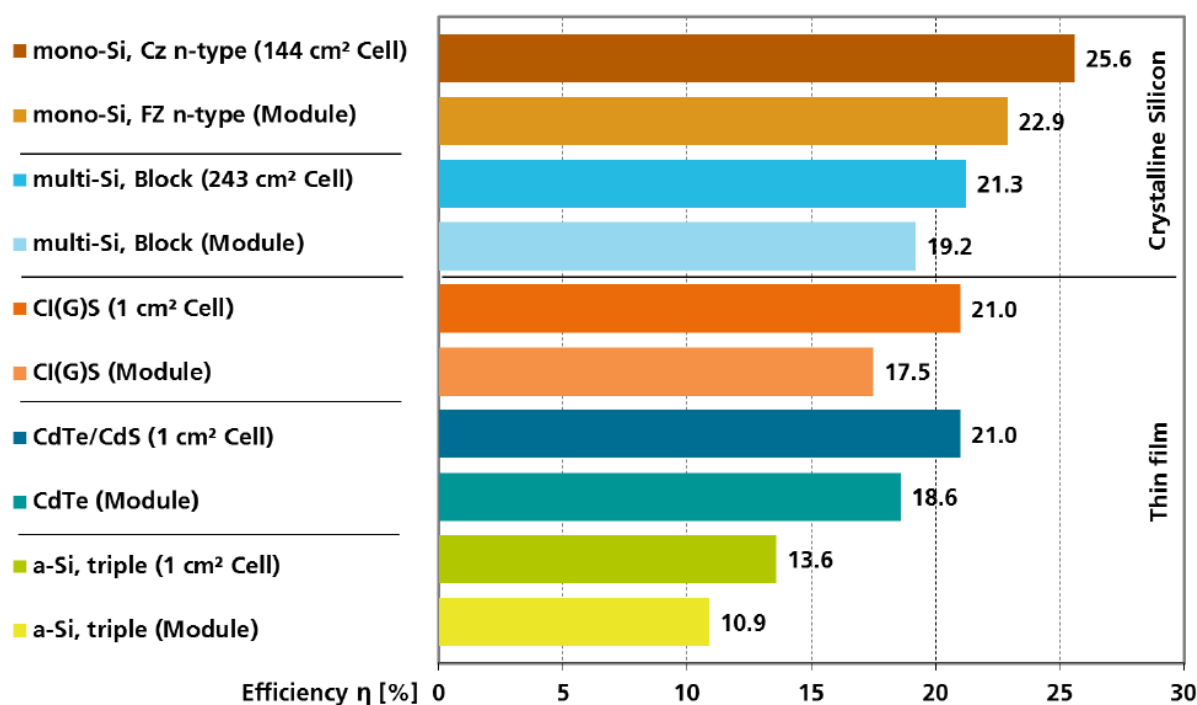


Fonte: (Nrel, 2016), adaptado

É importante salientar que a eficiência das células é diferente da eficiência dos módulos em si. As células feitas para estudos laboratoriais são feitas sob alto rigor tanto nos processos quanto nos materiais usados (pureza). Além disso, a eficiência dos módulos decai por diminuição da transmissividade luminosa com o emprego do vidro sobre as células e perdas devidas a *mismatch*¹ com a associação em série das células. A Figura 6 compara a eficiência das melhores células e módulos da mesma tecnologia.

¹ Termo em inglês para descasamento elétrico, que é a não homogeneidade entre os parâmetros elétricos de dois ou mais componentes.

Figura 6 - Comparação entre a eficiência das melhores células e módulos para a mesma tecnologia



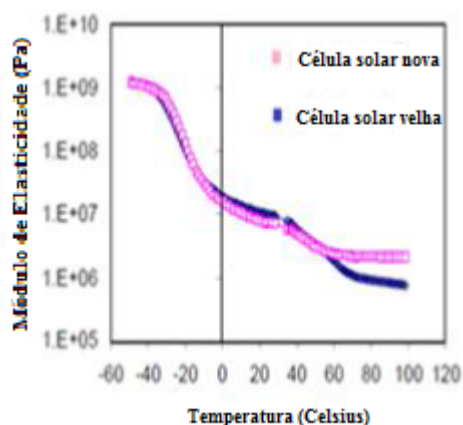
Fonte: (Fraunhofer-Ise, 2016)

2.4 Fatores que influenciam no desempenho de sistemas fotovoltaicos

2.4.1 Temperatura

Altas temperaturas de operação podem ter efeitos variados quanto a um mesmo módulo fotovoltaico. O conjunto vidro/encapsulante, por exemplo, torna-se frágil com o aumento da temperatura e, com o tempo, podem perder a transmissividade e a capacidade de proteger a célula da radiação ultravioleta e infravermelha (Quintana *et al.*, 2002; Sefid *et al.*, 2012). Ainda quanto à fragilidade do encapsulante, a Figura 7 mostra a sua perda da elasticidade para temperaturas superiores a 60°C. A soldagem inapropriada, ainda nas etapas de produção, é a principal causa para o aumento da resistência em série das células, que aumenta com a temperatura, sendo esse o fator mais significativo de degradação das células quanto aos seus parâmetros elétricos (Sefid *et al.*, 2012). Pode-se citar, ainda, um efeito final indesejado causado pelo aquecimento dos módulos que é a delaminação das células, em que há aumento na perda de performance do módulo pela delaminação entre a camada encapsulante e a superfície frontal do módulo (Sefid *et al.*, 2012).

Figura 7 - Comparação da elasticidade do encapsulante para célula nova e velha com variação de temperatura



Fonte: (Sefid *et al.*, 2012) – adaptado

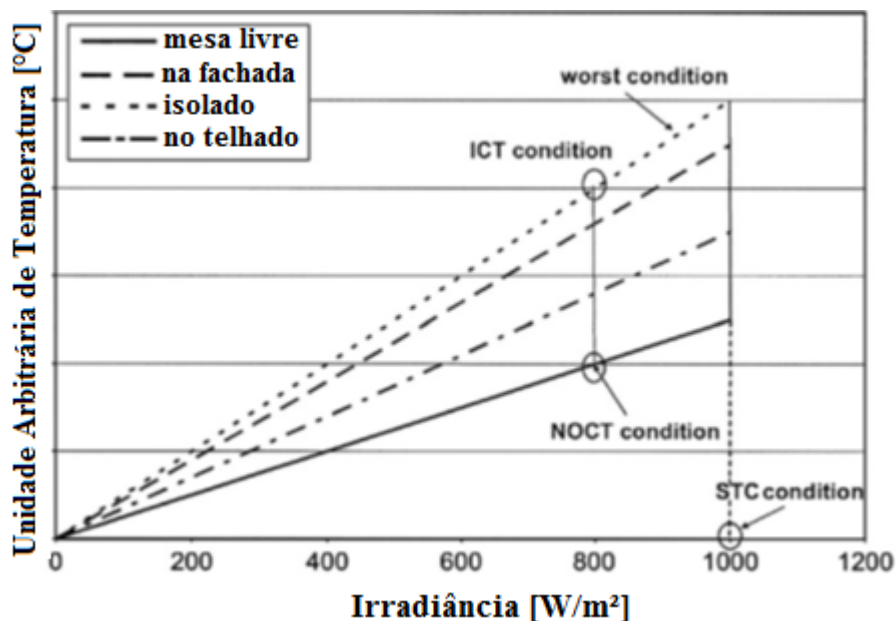
O valor da temperatura também varia conforme a integração dos módulos com a construção e, por consequência, o desempenho do sistema. A equação $T_c = T_a + kG_t$ correlaciona a temperatura de operação do módulo (T_c) com a temperatura ambiente (T_a) por meio da constante de Ross (k) e pelo fluxo de radiação incidente (G_t) (Skoplaki e Palyvos, 2009). A Tabela 1 mostra os valores da constante k para diferentes arranjos fotovoltaicos e a Figura 8 mostra a variação da temperatura para diferentes tipos de instalação fotovoltaica.

Tabela 1 - Constante k em função do tipo de integração do sistema FV com a construção

Tipo de arranjo FV	k (Km ² /W)
Bem resfriado	0.02
Disposto livremente	0.0208
Encostado no telhado	0.026
Não tão bem resfriado	0.0342
Arranjo transparente	0.0455
Integrado à fachada	0.0538
Em telhado inclinado	0.0563

Fonte: (Skoplaki e Palyvos, 2009) - adaptado

Figura 8 - Variação da temperatura do gerador FV em função do tipo de integração FV

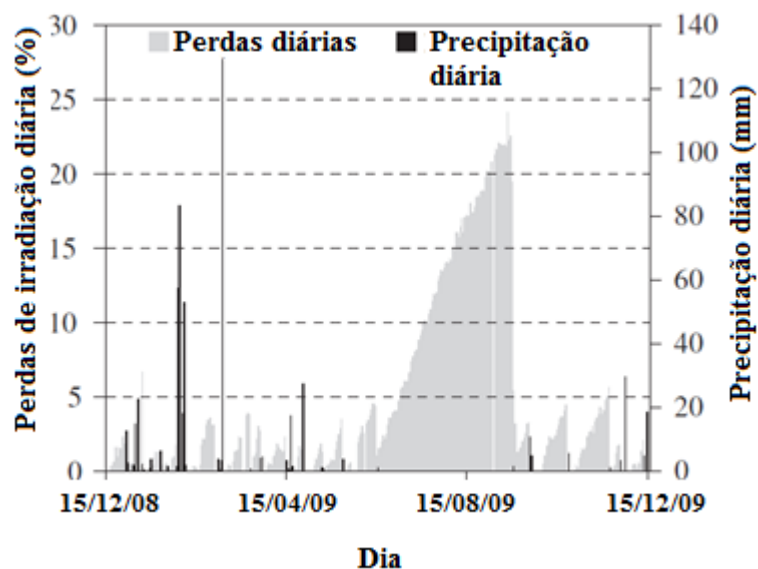


Fonte: (Skoplaki e Palyvos, 2009) - adaptado

2.4.2 Acúmulo de sujeira

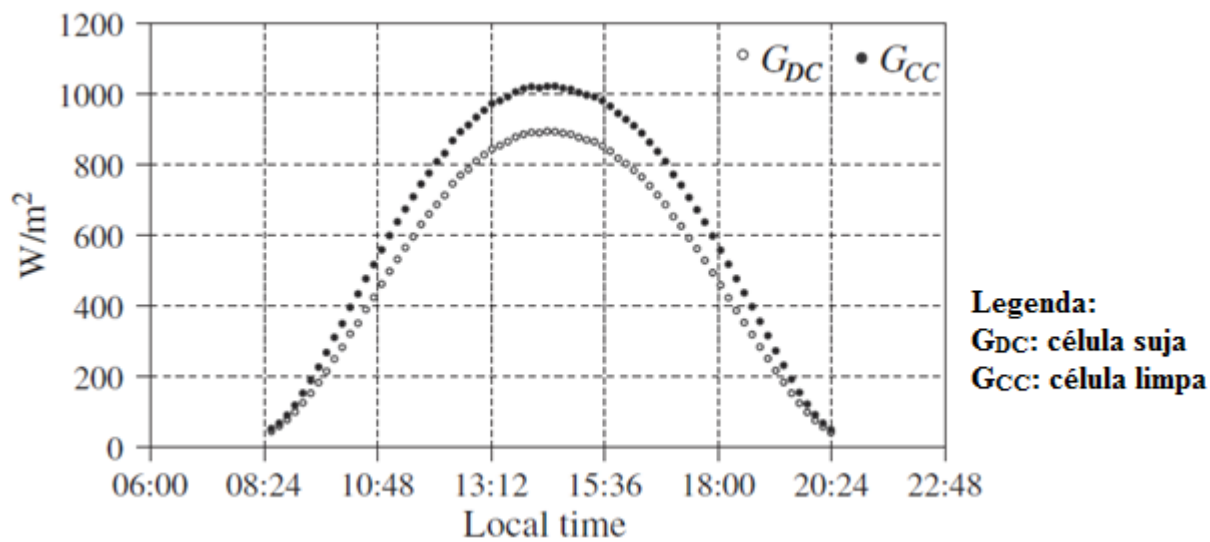
O acúmulo de poeira sobre módulos fotovoltaicos pode gerar perdas acima de 20% em locais com longos períodos sem chuva, em que a única solução, muito onerosa em regiões de escassez hídrica, seria a limpeza manual (Zorrilla-Casanova *et al.*, 2013). Contudo, a presença de chuva distribuída, mesmo que de fraca intensidade (abaixo de 1mm), reduz as perdas para valores abaixo de 5% (Zorrilla-Casanova *et al.*, 2013). A Figura 9 mostra a correlação da ocorrência de chuvas com a diminuição das perdas diárias por sujeira, mesmo para baixos valores de precipitação e a Figura 10 mostra a diferença entre a radiação recebida pelo módulo fotovoltaico (no caso uma célula de referência) quando está sujo (G_{DC}) e limpo (G_{CC}).

Figura 9 - Correlação da ocorrência de chuvas com a diminuição das perdas diárias por sujeira



Fonte: (Zorrilla-Casanova *et al.*, 2013) – adaptado

Figura 10 - Perfil típico de radiação recebida por uma célula de referência em dia ensolarado de verão



Fonte: (Zorrilla-Casanova *et al.*, 2013) - adaptado

2.5 PR (*Performance Ratio*)

Razão que define a energia efetivamente produzida em relação a energia que seria produzida por um sistema ótimo em operação contínua nas Condições Padrão de Teste (CPT) para os mesmos dados de irradiância global. A PR inclui as perdas por sombreamento, conversão fotovoltaica, qualidade dos módulos, cabeamentos, eficiência de inversores, entre outras (Pvsyst-6, 2016).

Por não depender diretamente dos dados de irradiância do local, é possível comparar a qualidade de sistemas em diferentes pontos através de seus PR's (Pvsyst-6, 2016).

2.6 Inversores

O inversor tem como função converter a energia de corrente contínua (c.c.) gerada pelos módulos fotovoltaicos em energia de corrente alternada (c.a.) para uso das cargas abastecidas pelo sistema de geração. O tipo de inversor varia conforme o tipo de sistema instalado – conectado à rede elétrica ou isolado – e deve ser especificado de acordo. No caso dos isolados, o próprio inversor produz uma forma de onda a partir da energia advinda do banco de baterias, sem depender de quaisquer outras fontes de tensão. Já para o conectado à rede elétrica, o inversor deve avaliar os parâmetros elétricos da rede antes de conectar-se a ela, de forma que a onda de tensão do inversor coincida com a da rede.

Em caso de desligamento ou queda da rede elétrica da concessionária, o inversor desliga-se automaticamente, de forma a evitar o efeito de ilha, que é quando parte do sistema continua operante e isolado do resto, com potencial para causar problemas tanto quanto à segurança patrimonial quanto à vida de trabalhadores (Groppi, 2007). Dessa forma, uma consequência do uso de inversores é que, em caso de queda de energia, o sistema fotovoltaico também cessa sua geração.

2.7 Resolução Normativa ANEEL 482

A resolução 482 da ANEEL, publicada em 17/04/2012, apresentou a definição do Sistema de Compensação de Energia Elétrica como “sistema no qual a energia ativa injetada por unidade

consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa” (Aneel, 2015). Em inglês, tal sistema é conhecido como *net metering*, ou seja, um consumidor poderá instalar geradores de energia elétrica, como painéis fotovoltaicos e pequenas turbinas eólicas, e a energia gerada abaterá o consumo de energia da unidade. Caso haja mais geração do que consumo, o excedente poderá ser utilizado para abater a tarifa de meses subsequentes. Após revisão, em 24/11/2015, aumentou-se o prazo de validade do crédito (excedente gerado) de energia de 36 para 60 meses.

Outro ganho com a resolução foi a possibilidade de trabalhar com geração compartilhada, geração em empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e autoconsumo remoto. No primeiro caso, os créditos de energia de uma unidade podem ser transferidos para outra desde que comprovado vínculo, como por exemplo parentes e vizinhos, através de cooperativas ou consórcios. No segundo caso, a energia elétrica produzida pode ser repartida entre os usuários conforme acordo entre os próprios em relação à porcentagem. Os créditos serão abatidos independentemente da conta de cada usuário. Por último, a resolução traz a possibilidade do autoconsumo remoto, em que a geração é feita em área diferente da unidade consumidora, desde que dentro da mesma área de concessão ou permissão, de forma a facilitar e ampliar o uso da energia solar para unidades consumidoras, por exemplo, muito sombreadas ou desprovidas de área de telhado para instalação.

A resolução ainda define microgeração distribuída como “central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras” e a minigeração distribuída como “central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras” (Aneel, 2015).

O efeito para o cenário da energia fotovoltaica foi desburocratizar e flexibilizar tanto a geração quanto o uso da energia gerada. Dessa forma, espera-se maior atratividade para esse tipo de instalação e até mesmo redução no tempo de retorno do investimento.

2.8 Softwares para Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos

2.8.1 RADIUSOL

Programa desenvolvido por pesquisadores da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) e que, por meio de dados mensais globais de irradiação incidente em superfície horizontal, permite a transposição para um plano inclinado.

2.8.2 PVsyst

O PVsyst serve como ferramenta de design, dimensionamento, simulação e análise de resultados para sistemas fotovoltaicos. Tem a opção de montar diferentes variações para o mesmo projeto, em que é possível mudar certos parâmetros e testar diferentes situações para um mesmo sistema FV. O programa também conta com uma grande base de dados, tanto de dados climáticos, quanto de especificações técnicas de módulos e inversores. Além disso, permite trabalhar tanto em sistemas isolados, não conectados à rede elétrica, quanto em sistemas ligados à rede.

2.9 Análise Financeira

2.9.1 Juros

É o valor recebido tanto por um dinheiro emprestado, quanto ao capital usado para etapas produtivas ou de aplicação financeira (Avila, 2012). Pode-se entender a taxa de juros também como o custo de um poupador deixar de consumir agora para emprestar seu dinheiro a terceiros (Motta *et al.*, 2009).

2.9.2 Inflação

A inflação consiste na perda do poder de compra do dinheiro com o tempo e é expressa em porcentagem para cada período em análise (Crundwell, 2008; Avila, 2012). Ela é medida com o levantamento da variação dos preços dos produtos e, no Brasil, há índices variados de acordo com a finalidade e a região, como por exemplo: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

(IPCA), que reflete o custo de vida para famílias com renda mensal de 1 a 40 salários mínimos; Custo Unitário Básico (CUB), utilizado na indústria da construção; Índice Geral de Preços (IGP), que é uma média ponderada de outros índices e empregado principalmente em contratos de longo prazo (Avila, 2012).

2.9.3 Taxa Mínima de Atratividade

Geralmente os recursos de um empreendedor são limitados e há mais projetos do que o dinheiro permite realizar. Dessa forma, define-se a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) como sendo a taxa de retorno do projeto mais rentável não aceito pelo investidor (Crundwell, 2008).

Pode-se também entender a TMA como a melhor taxa de aplicação disponível para os ativos de um investidor. Caso esse investidor invista em algo inferior a tal taxa, ele reduziria sua lucratividade (Avila, 2012).

2.9.4 Tempo de Retorno Descontado

Também conhecido como *Discounted Payback Period*, ou simplesmente *payback* descontado, é o tempo em que o fluxo de caixa descontado chega a zero, ou seja, o momento a partir do qual há um balanço positivo no fluxo aplicando a taxa de desconto do investidor (Crundwell, 2008; Motta *et al.*, 2009).

Apesar de poder ser uma boa ferramenta para analisar a qualidade do investimento, não deve ser usado isoladamente. Via de regra, deseja-se que um investimento com *payback* descontado muito grande tenha pouco risco, já que estará mais sujeito a variações, muitas vezes imprevisíveis, do cenário econômico. Recomenda-se, portanto, que investimentos com *payback* muito longo tenham menor risco do que investimentos com *payback* mais curto (Crundwell, 2008).

2.9.5 Valor Presente Líquido

Consiste, basicamente, no somatório das saídas e entradas de capital para uma data específica levando em conta o valor do dinheiro no tempo, sendo seu cálculo o método para medir o acréscimo de riqueza propiciada pela implantação de um projeto (Crundwell, 2008; Avila, 2012).

Os fluxos de caixa são descontados para o presente pela seguinte equação, em que PV é o valor presente, CF_t é o fluxo de caixa antecipado no período t e k é a taxa de desconto (Crundwell, 2008):

$$PV = \frac{CF_t}{(1 + k)^t}$$

Como o Valor Presente Líquido consiste na soma de cada fluxo de caixa individual, o VPL pode ser formulado de acordo com a equação a seguir, em que NPV (*Net Present Value*) é o VPL , CF_t é o fluxo de caixa antecipado no período t e k é a taxa de desconto (Crundwell, 2008):

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + k)^t}$$

Algo importante a se observar quanto ao VPL é que ele representa um valor absoluto e não relativo, ou seja, quanto maior seu valor, maior seu retorno ao investidor. Além disso, tem a propriedade aditiva, em que é possível somar valores de VPL entre dois investimentos e ter o total referente a ambos.

2.9.5.1 Taxa Interna de Retorno

Definida como a taxa que faz com que o VPL seja igual a zero e corresponde ao rendimento do projeto em termos de uma taxa de juros e pode ser demonstrada pela expressão abaixo, igual à utilizado na conceituação de VPL , igualando NPV a zero e substituindo k pela Taxa Interna de Retorno (TIR) (Crundwell, 2008; Motta *et al.*, 2009):

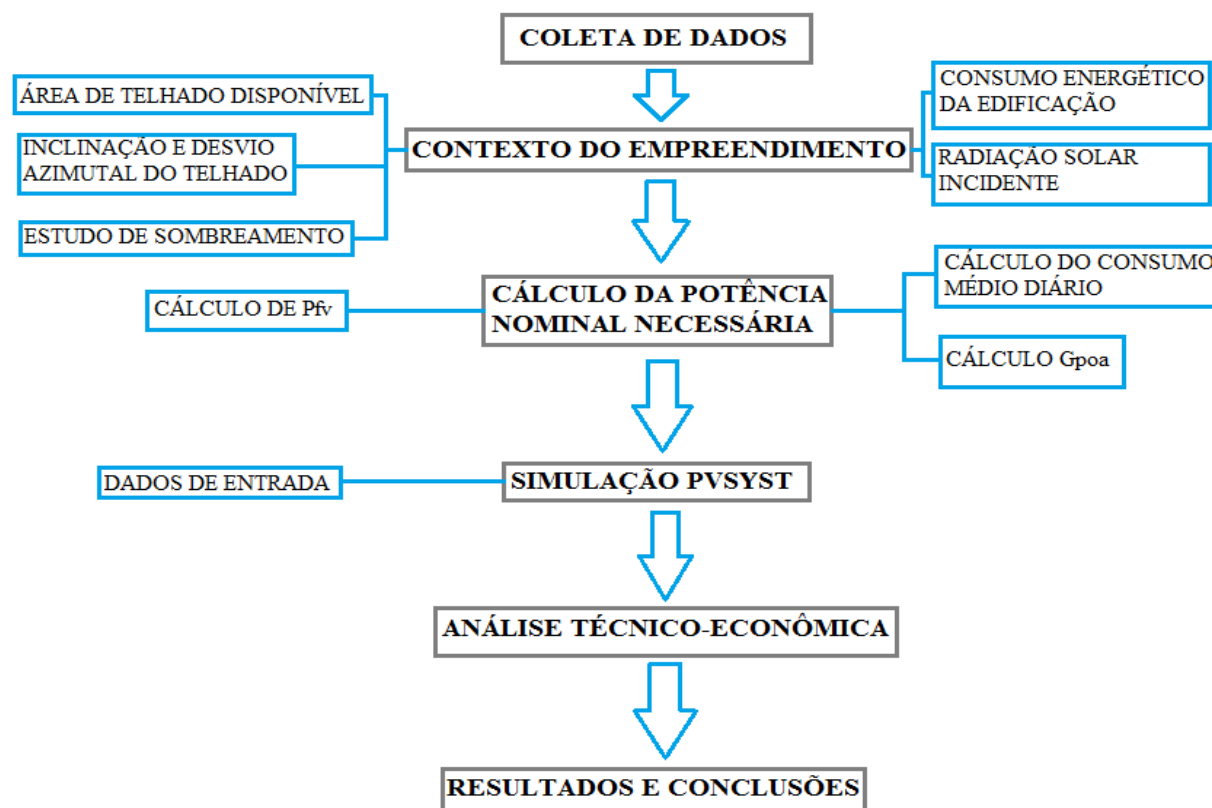
$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t}$$

A equação acima não é linear, porém pode ser resolvida por iteração/interpolação ou métodos computacionais. Ao contrário do VPL , a TIR consiste num indicador relativo, ou seja, independe da quantidade de capital investido. Assim, pode ser um bom indicador para comparar diferentes investimentos. Quando a TIR supera a TMA , por exemplo, é um sinal de que se trata de um bom investimento (Crundwell, 2008).

3 MÉTODO

Aqui será descrita toda a metodologia empregada, baseada nos conceitos da revisão bibliográfica, para atingir os objetivos já definidos.

Figura 11 - Fluxograma de atividades



3.1 Coleta de Dados

Etapa destinada ao levantamento dos dados pertinentes para análise de viabilidade do empreendimento, em que se abordará o contexto em que a edificação está inserida, como: radiação solar incidente no local, área e situação do telhado disponível para instalação dos módulos, consumo energético médio anual do prédio analisado; pesquisa de mercado: valor da instalação FV e evolução da tarifa a ser paga;

3.1.1 Contexto do Empreendimento

A análise de viabilidade foi feita para a edificação comercial que abriga o Boliche Pinguim, localizado em São José – SC e de coordenadas geográficas 27°36'24.13"S e 48°37'40.79"O. A Figura 12 abaixo mostra a situação da edificação em relação à vizinhança, em que a área de telhado total está marcada entre linhas vermelhas e o estacionamento entre linhas amarelas.

Figura 12 - Situação do prédio quanto ao seu entorno



Fotografia: Victor Henrique Tavares Soares

3.1.1.1 Área de telhado disponível

O prédio do Boliche Pinguim, localizado nas imediações do Hospital Regional de São José, sob o endereço Rua Luiz Fagundes, número 104, conta com duas áreas de telhado disponíveis, definidas como telhado preto (t.p.) e telhado branco (t.b.). O t.p. constitui-se de um telhado de fibrocimento já antigo, de baixa capacidade de suporte e com área útil de aproximadamente 360m², descontados o sistema de ar condicionado e área de acesso. A Figura 13 mostra a área útil e a Figura 14 uma visão panorâmica do t.p.

Figura 13 - Área útil do telhado preto (projeção)



Fonte: Google Earth

Figura 14 – Visão panorâmica do telhado preto



Fotografia: Victor Henrique Tavares Soares

O t.b., por sua vez, constitui-se de um telhado metálico com boa capacidade de suporte, em que é possível caminhar sobre sem qualquer risco de queda, inclusive em companhia de mais pessoas. Sua área útil é de aproximadamente 588m², descontada a área compreendida na linha oblíqua que faz extrema com o vizinho a norte. A Figura 15 representa a planta de cobertura do telhado branco sem quaisquer alterações.. A Figura 16 mostra o t.b. com sua área total delimitada pela linha azul e área descontada delimitada pela linha laranja. A Figura 17 traz uma visão panorâmica do t.b. com as diferenças de cotas do telhado com os obstáculos do entorno.

Figura 15 - Planta de cobertura do telhado branco, em metros, sem escala – Área = 620 m²

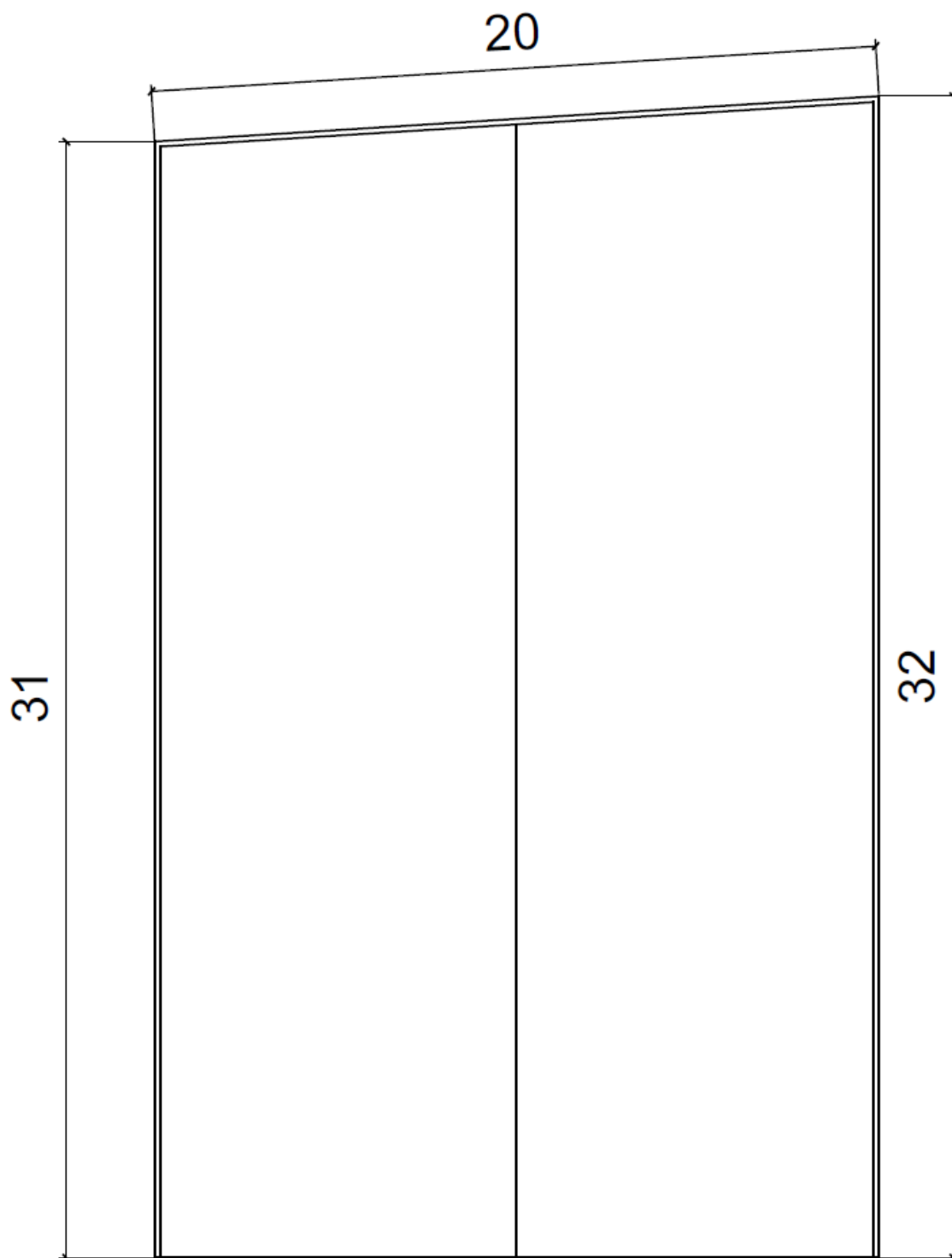


Figura 16 – Área útil do t.b. descontada a porção oblíqua na extrema a norte



Fonte: Google Earth

Figura 17 – Visão panorâmica do telhado branco com cotas no entorno



Fotografia: Victor Henrique Tavares Soares

Para a presente análise de viabilidade, foi computado como área disponível para a instalação FV apenas o t.b., a fim de evitar trabalhar num telhado instável que provavelmente necessitaria de um estudo para reforço.

3.1.1.2 Inclinação e desvio azimutal do telhado

A inclinação do t.b. foi obtida por meio de um celular com o uso do aplicativo disponível para o sistema Android de nome *Inclinômetro*. Durante visita *in loco*, o celular foi posicionado sobre as águas do telhado e a medição foi realizada. Tal medição foi confirmada com o simples uso de trigonometria. A partir do comprimento de cada água do telhado e altura de sua cumeeira, foi possível calcular as inclinações das águas. Uma medida mais exata e direta poderia ser obtida

com o uso de um inclinômetro. O equipamento, disponível para uso na Fotovoltaica-UFSC, foi levado a campo, mas apresentou defeito e não pôde ser empregado.

O desvio azimutal, por sua vez, foi determinado através de imagens de satélite disponíveis no software *Google Earth* e posterior determinação do azimuth no software *AutoCAD*.

O t.b. possui duas águas com 6° de inclinação cada (aproximadamente 10,5%) e um desvio azimutal de 15° em relação ao Norte. Numa análise de cada água em separado, temos a água à esquerda com um azimuth de -75° e a água à direita com um azimuth de 105° . A Figura 18 ilustra as águas e seus respectivos azimuths em vermelho, o Norte e a inclinação que seguem as águas em azul e a cumeeira do telhado em verde.

Figura 18 – Desvios azimutais das águas do t.b.



Fonte: Google Earth

3.1.1.3 Estudo de sombreamento

Com o uso do *Google Earth* e de medições realizadas com uma trena digital durante visita à edificação, foram determinadas as dimensões e distância ao t.b. das árvores, localizadas no terreno a leste da edificação e dos prédios, localizados a norte, para futura inserção dos dados no programa PVsyst, com o objetivo de avaliar o sombreamento causado por obstáculos do entorno.

3.1.1.4 Consumo energético da edificação

Foi levantado um ano de contas de energia elétrica a fim de basear a demanda de energia a ser produzida pelo sistema de geração fotovoltaico. As tarifas abaixo já incluem os impostos.

Tabela 2 – Dados de 12 meses de contas de energia elétrica para o Boliche Pinguim

Período	Mês	Consumo (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Bandeira Vermelha (R\$)	Bandeira Amarela (R\$)	Subtotal (R\$)	COSIP (R\$)	Descontos (R\$)	Total Mensal (R\$)
1	ago-15	4023	0,61897	276,45		2766,57	161,29		2927,86
2	set-15	4461	0,636343	287,46		3126,19	161,29		3287,48
3	out-15	4484	0,621135	282,05		3067,22	161,29		3228,51
4	nov-15	5414	0,62949	345,13		3753,19	161,29		3914,48
5	dez-15	8309	0,618971	520,82		5663,85	161,29		5825,14
6	jan-16	6365	0,625857	322,73		4306,31	161,29	0,99	4466,61
7	fev-16	4945	0,624715	81,94	63,3	3234,46	161,29		3395,75
8	mar-16	5171	0,648129		49,49	3400,97	161,29		3562,26
9	abr-16	3727	0,648033			2415,22	161,29		2576,51
10	mai-16	3225	0,635429			2049,26	161,29		2210,55
11	jun-16	3478	0,63826			2219,87	161,29		2381,16
12	jul-16	3132	0,635067			1989,03	161,29		2150,32

3.1.1.5 Radiação solar incidente

A radiação solar incidente no plano horizontal foi obtida do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), disponível no atlas solarimétrico disponibilizado no site do SWERA (<https://maps.nrel.gov/swera>). Sob a aba *Global Horizontal Irradiance* (Radiação Global Horizontal) escolheu-se o banco de dados do INPE de Alta Resolução (*GHI INPE High Resolution*), em que o pixel corresponde a uma área de 10x10 km.

3.2 Procedimento de Cálculo da Potência Nominal Necessária

De forma a ter um ponto de partida ao utilizar o programa PVsyst, foi calculada a potência nominal FV a ser instalada na edificação e que pode ser dada pela equação abaixo:

$$P_{FV} = \frac{E/H_{SP}}{PR}$$

Sendo que,

$$H_{SP} = \frac{G_{POA}}{Irr_{CPT}}$$

Onde:

H_{sp} = irradiação diária recebida no plano dos módulos, ou simplesmente horas equivalentes de sol nas CPT (Condições Padrão de Teste) [h/dia];

G_{POA} = irradiação solar no plano dos módulos [kWh/(m².dia)];

Irr_{CPT} = irradiância solar de referência, de acordo com as CPT, de 1 kW/m² [kW/m²];

E = energia a ser gerada, ou o consumo médio diário, nesse caso retirado de uma média anual [kWh/dia];

PR = performance ratio, ou o desempenho do sistema fotovoltaico, adotado 80%, valor típico para Florianópolis e região;

P_{FV} = potência nominal necessária [kWp].

3.2.1 Cálculo do Consumo Médio Diário (E)

Somou-se o consumo energético (em kWh) de cada mês (período 1 ao 12) e dividiu-se pelo total de dias do ano (365 dias), conforme a Tabela 3 a seguir.

Tabela 3 – Consumo médio diário para um ano de dados

Período	Mês	Consumo (kWh)
1	ago-15	4023
2	set-15	4461
3	out-15	4484
4	nov-15	5414
5	dez-15	8309
6	jan-16	6365
7	fev-16	4945
8	mar-16	5171
9	abr-16	3727
10	mai-16	3225
11	jun-16	3478
12	jul-16	3132
	Consumo Total Anual (kWh)	56734
	Média Diária Anual (kWh/dia)	155,44

Assim, temos que $E = 155,44 \text{ kWh/dia}$.

3.2.2 Determinação da Irradiação Solar no Plano dos Módulos (G_{POA})

A partir dos dados de radiação solar incidente no plano horizontal, levantados no item 3.1.1.5, foi feita uma transposição para o plano inclinado com o programa RADIASOL, a fim de se saber a radiação incidente em cada uma das águas do telhado branco. Para isso, foi necessário criar uma nova estação dentro do software, conforme a Figura 19 abaixo.

Figura 19 - Criação de uma nova estação para o Boliche Pinguim

Selecione um país e uma estação

País **Brazil**

Estação **Boliche**

OK **Editar** **Sair**

Latitude 27,00 **N/S:** S **Longitude** 48,00 **E/W:** W

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
5,77	5,41	4,77	4,03	3,30	2,90	2,85	3,68	4,00	4,85	5,99	5,95

Radiação em kWh/m²

Em seguida, definiu-se o plano para transposição. Os planos inclinados considerados foram os mesmos do item 3.1.1.2, conforme o ilustrado nas figuras 20 e 21 e foram comparados com uma situação ótima hipotética, ilustrada na Figura 22.

Figura 20 – Plano relativo à água oeste do t.b.

Ângulo de Inclinação

6

Desvio Azimutal do Norte

-75

Figura 21 - Plano relativo à água leste do t.b.

Ângulo de Inclinação

6

Desvio Azimutal do Norte

105

Figura 22 - Plano relativo à situação ótima para a localidade

Ângulo de Inclinação

27

Desvio Azimutal do Norte

0

O resultado da transposição fornece, além das médias mensais da irradiação solar diária, G_{POA} , que é a média anual da radiação solar diária. Os dados são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Resultados de G_{POA} para cada situação analisada

	Água Oeste	Água Leste	Situação Ótima
Azimute (graus)	-75	105	0
Inclinação (graus)	6	6	27
	Média Mensal da Irradiação Solar Diária (kWh/m².dia)		
Jan	5,93	5,93	5,518
Fev	5,569	5,546	5,35
Mar	4,983	4,934	5,016
Abr	4,273	4,192	4,622
Mai	3,529	3,426	4,098
Jun	3,115	3,008	3,746
Jul	3,044	2,96	3,514
Ago	3,907	3,813	4,384
Set	4,187	4,14	4,276
Out	5,012	4,983	4,894
Nov	6,167	6,158	5,78
Dez	6,12	6,126	5,646
	G_{poa} (kWh/m².dia)		
	4,653	4,601	4,737

Da Tabela 4, nota-se que haveria um pequeno ganho de irradiação caso se adotasse a situação ótima. Contudo, um dos pontos negativos de fazer a instalação inteira com tal inclinação e desvio azimutal é causar perdas por sombreamento, haja vista que a área de telhado é limitada e as fileiras dianteiras poderiam causar auto sombreamento, tendo efeito inverso ao desejado inicialmente ao reduzir a geração fotovoltaica. Dessa forma, adotou-se o G_{POA} como sendo a média entre os G_{POA} 's de cada água, ou seja, $G_{POA} = 4,627$ [kWh/m².dia]. Com o G_{POA} calculado, determina-se automaticamente H_{SP} .

3.2.3 Cálculo efetivo de P_{FV}

Substituindo os valores na fórmula apresentada no início do item 3.2, foi calculado P_{FV} conforme apresentado abaixo:

$$P_{FV} = \frac{\frac{155,44}{4,627}}{0,8}$$

Resolvendo, foi obtido $P_{FV} = 42$ kWp, que será o valor utilizado no item 3.3.1.2.

3.3 Dados de Entrada no PVsyst

3.3.1 Parâmetros Obrigatórios

São os parâmetros sem os quais o programa não rodará a simulação. Abaixo é descrito o passo a passo empregado em suas definições.

3.3.1.1 Definição da Orientação (*Orientation*)

Foram utilizados os mesmos dados definidos no item 3.1.1.5 e ajustados para o software PVSyst:

Tabela 5 - Equivalência de orientações entre os *softwares*

	Radasol		PVsyst	
	Inclinação	Azimuth	Inclinação	Azimuth
Água Oeste	6°	-75°	6°	75°
Água Leste	6°	105°	6°	-105°

3.3.1.2 Definição do Sistema (*System*)

Para as duas tecnologias consideradas, foi utilizada a opção *Presizing Help* (Ajuda para pré-dimensionamento), uma ferramenta que, a partir de P_{FV} (calculado no item 3.2.3), permite a definição da quantidade de módulos necessários para atingir tal potência. A Figura 23 ilustra a ferramenta.

Figura 23 - Ferramenta auxiliar na definição do sistema FV a ser instalado a partir de P_{FV}

Presizing Help

☒ No Sizing Enter planned power kWp

☐ ? ... or available area m²

3.3.1.2.1 Inversores

Foram utilizados dois inversores ABB de 20 kW, o suficiente para sistemas de 42 kWp, considerando que eles trabalhem ligeiramente sobrecarregados, o que é permitido, modelo TRIO-20 0-TL para ambas as tecnologias. O catálogo do inversor encontra-se no Anexo A.

3.3.1.2.2 Sistema com módulos de CdTe

A opção de avaliar a tecnologia de CdTe está ligada ao crescente aumento na produção da tecnologia dentre os módulos de filmes finos conforme o exposto no item 2.3. Para o trabalho, foi escolhido o módulo da empresa First Solar, modelo FS-4117-2, cuja potência nominal é de 117,5 W. O catálogo do módulo encontra-se no Anexo B.

3.3.1.2.3 Sistema com módulos de p-Si

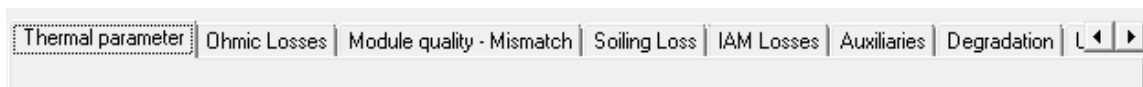
O motivo de avaliar a tecnologia de p-Si é o domínio que a tecnologia tem atualmente frente ao mercado mundial, apresentando boa eficiência e preços competitivos, como mencionado no item 2.3. O módulo escolhido foi o da empresa Canadian Solar, modelo CS6K – 265P – FG, cuja potência nominal é de 265 W. O catálogo do módulo encontra-se no Anexo C.

3.3.1.3 Detalhamento das Perdas

O programa PVsyst, além de fornecer valores padrões de perdas, permite ao usuário fazer o detalhamento delas de acordo com as especificidades do projeto sob a aba *Detailed losses*.

Dentro das abas (Figura 24) é possível especificar cada perda em separado. No presente trabalho, foram detalhadas as perdas por temperatura (Parâmetro Térmico) e por sujeira (Perdas por Sujeira), as quais foram tratadas na Revisão Bibliográfica. Demais perdas, por serem de conceitos mais complexos e de fora do escopo do trabalho, serão explicadas rapidamente e adotados os valores fornecidos pelo software.

Figura 24 - Abas disponíveis para o detalhamento das perdas



3.3.1.3.1 Parâmetro Térmico (*Thermal parameter*)

Engloba o fator de perda por temperatura. Na parte *Field Thermal Loss Factor* (ver Figura 25 abaixo) é apresentada a fórmula $U = U_c + U_v \cdot \text{Wind vel}$ [$\text{W}/\text{m}^2\cdot\text{K}$], em que U_c é o fator de perda constante em $\text{W}/\text{m}^2\cdot\text{K}$, U_v é o fator de recuperação por vento em $\text{W}/\text{m}^2\cdot\text{K}$ e *Wind vel* é a velocidade do vento em m/s. O tutorial do programa sugere não utilizar o fator que faz referência à velocidade do vento, ou seja, considerar $U_v = 0$ e incluir o efeito do vento diretamente no valor de U_c de acordo com o tipo de integração dos módulos com a edificação. No presente caso, temos os módulos colocados diretamente sobre o telhado. Ao escolher a opção *Integration with fully insulated back* (Integração com parte traseira completamente isolada), correspondente à integração existente no telhado da edificação, o programa adota automaticamente $U_c = 15 \text{ W}/\text{m}^2\cdot\text{K}$, sendo este, portanto, o valor adotado para a simulação.


A parte que se refere a *NOCT equivalent factor* foi ignorada de acordo com indicação do próprio programa.

Figura 25 - Interface para definição das perdas por temperatura

You can define either the Field thermal Loss factor or the standard NOCT coefficient: the program gives the equivalence !

Field Thermal Loss Factor

Thermal Loss factor **$U = U_c + U_v \cdot \text{Wind vel}$**

Constant loss factor U_c $\text{W}/\text{m}^2\text{K}$ 

Wind loss factor U_v $\text{W}/\text{m}^2\text{K} / \text{m/s}$

Default value acc. to mounting

☐ "Free" mounted modules with air circulation



☐ Semi-integrated with air duct behind

☒ Integration with fully insulated back

NOCT equivalent factor

NOCT (Nominal Operating Cell temperature) is often specified by manufacturers for the module itself. This is an alternative information to the U-value definition which doesn't make sense when applied to the operating array.

Don't use the NOCT approach. This is quite confusing when applied to an array !

 See the NOCT anyway 

3.3.1.3.2 Perdas Ôhmicas (*Ohmic Losses*)

Corresponde às perdas devidas ao cabeamento do sistema FV. O programa permite fazer um estudo detalhado das perdas ôhmicas através da determinação do comprimento dos cabos utilizados na instalação, perdas entre o inversor e o ponto de injeção de energia e perdas devidas a um transformador externo. A fim de simplificar o estudo, foi utilizado o valor de 1,5% proposto pelo programa e que está de acordo com as STC (*Standard Test Conditions*) ou Condições Padrão de Teste (CPT), em português.

3.3.1.3.3 Qualidade do Módulo, LID e Mismatch (*Module quality – LID – Mismatch*)

O parâmetro Qualidade do Módulo expressa a confiança que o usuário do programa tem pela performance do módulo fotovoltaico em relação às especificações do fabricante. Optou-se por usar o valor dado pelo próprio programa, que é a metade inferior da tolerância dada pelo fabricante, ou seja, o módulo poderá ter uma potência média entre sua potência nominal e seu limite inferior de tolerância.

LID (*Light Induced Degradation*), ou degradação induzida pela luz, representa a degradação sofrida pelos módulos em suas primeiras horas de operação. Foi utilizado o valor de 2%, padrão fornecido pelo software.

O parâmetro *mismatch* (descasamento elétrico) leva em conta que numa instalação FV nem todos os módulos possuem, exatamente, as mesmas características elétricas devido a imperfeições inerentes a qualquer processo produtivo. Num arranjo FV, o pior módulo é o que governa a corrente do arranjo. Mais uma vez, adotou-se o valor padrão fornecido pelo software.

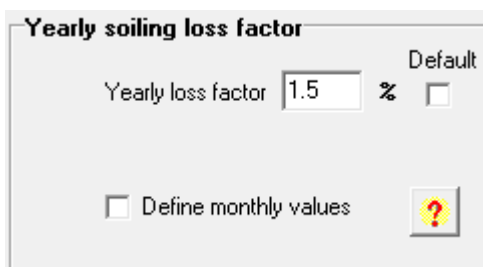
3.3.1.3.4 Perda por Sujeira (*Soiling Loss*)

Refere-se, como o próprio nome diz, às perdas por sujeira depositada sobre os módulos. Costuma ser desprezado para zonas residenciais e com clima razoavelmente chuvoso por apresentar perdas inferiores a 1%. Contudo, devido à presença de árvores a leste da edificação – que promovem a queda de folhas tanto quanto o “tráfego” de pássaros – optou-se por adotar um valor de 1,5% ao ano, haja vista que os depósitos promovidos por pássaros são dificilmente

removidos pela chuva, e, de acordo com o tutorial do programa, causam uma perda relativamente pequena no sistema FV.

Ainda permite-se a definição de valores mensais de perdas, mas sua aplicação está mais ligada a casos previsíveis de sujeira, como por exemplo o acúmulo de neve esperado para determinada época do ano em certas regiões, o que não é o caso do Brasil. Para regiões do Brasil em que há períodos de seca, essa ferramenta pode ser útil na definição sazonal das perdas por sujeira, pois a chuva não fará a limpeza dos módulos.

Figura 26 - Interface para definição das perdas por sujeira



3.3.1.3.5 Perdas devido ao ângulo de incidência (*IAM Losses*)

Corresponde à redução de irradiação que realmente atinge a célula FV, levando em conta a existência de uma camada de vidro que cobre o módulo e as reflexões da luz, que são crescentes de acordo com o ângulo de incidência.


Poderia ter sido utilizado o valor padrão fornecido pelo software em que $b_0 = 0,050$, de acordo com a norma americana ASHRAE (marcado em azul na Figura 20). Contudo, optou-se por utilizar a opção *Uses definition of the PV module*, que faz com que o programa utilize as especificidades de cada módulo em questão para definir as perdas mais refinadamente, marcado em vermelho na Figura 27.

Figura 27 - Interface para definir perdas devido ao ângulo de incidência

☒ **Uses definition of the PV module**

Incidence Angle effect default

☒ ASHRAE Model : bo = 0.050 ☒

☐ User defined profile 

Points

	Incid. angle	IAM
1	0.0	1.000
2	30.0	1.000
3	50.0	0.990
4	60.0	0.960
5	65.0	0.940
6	70.0	0.890

3.3.1.3.6 Degradação dos módulos

Aborda a perda progressiva na eficiência dos módulos. Por se tratar de um tema extenso e complexo, optou-se por utilizar os valores definidos automaticamente pelo programa.

3.3.1.3.7 Indisponibilidade do Sistema (*Unavailability*)

As perdas por indisponibilidade do sistema são causadas, por exemplo, por quedas de energia e manutenção do sistema (reposição de algum componente, limpeza). A plataforma PVWatts, disponibilizada pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) recomenda 2% ao ano, valor esse adotado no trabalho e que corresponde a uma indisponibilidade de cerca de sete dias.

3.3.2 Parâmetros Opcionais

Parâmetros que podem ser inseridos na simulação de acordo com a necessidade ou nível de detalhamento do estudo. A Figura 28 mostra os diferentes *inputs* disponíveis no programa.

Figura 28 - Parâmetros opcionais do PVsyst

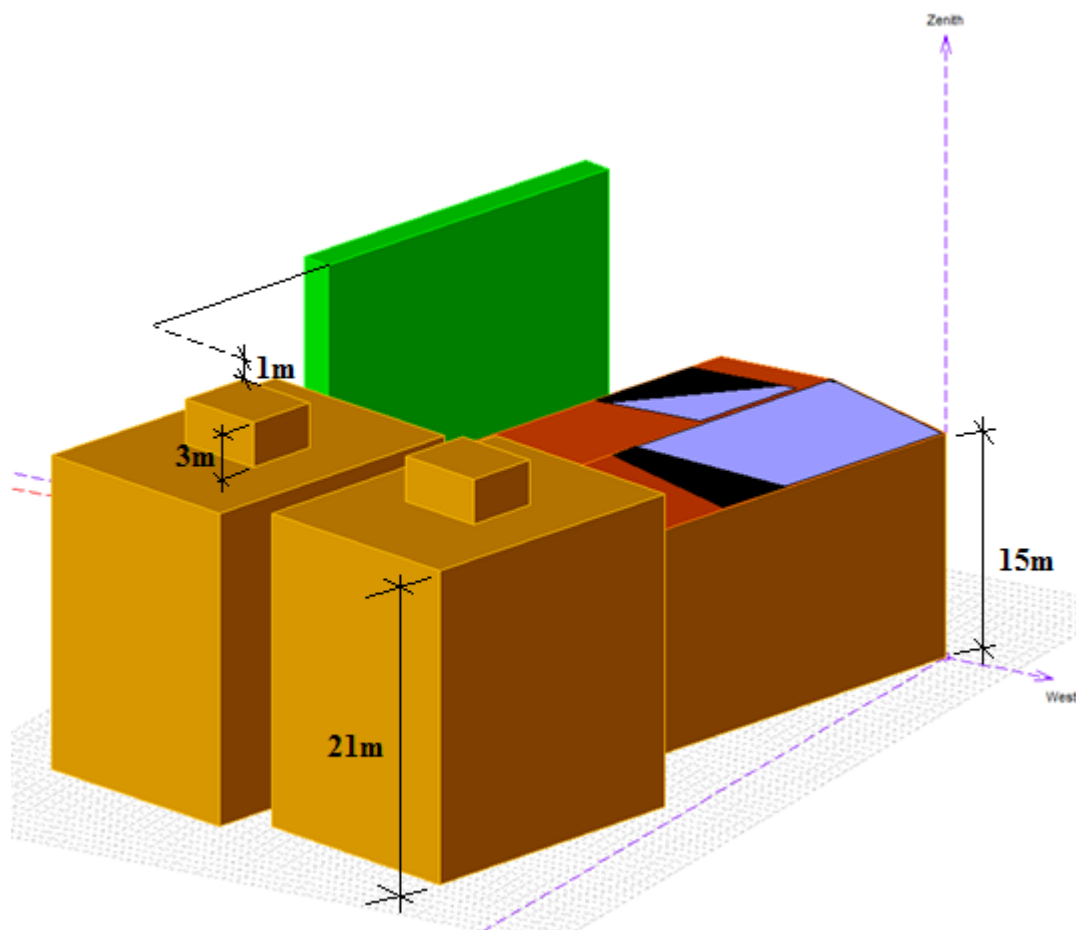


No presente trabalho, foram utilizados os parâmetros Sombreamento do Entorno (*Near Shadings*), relativo ao sombreamento causado por obstáculos nas redondezas e Layout dos Módulos (*Module layout*), que é uma ferramenta que serve tanto para a definição das conexões elétricas entre os módulos (definição das *strings*) quanto aos efeitos que essa escolha terá em situações de sombreamento parcial.

3.3.2.1 Sombreamento do entorno (*Near Shadings*)

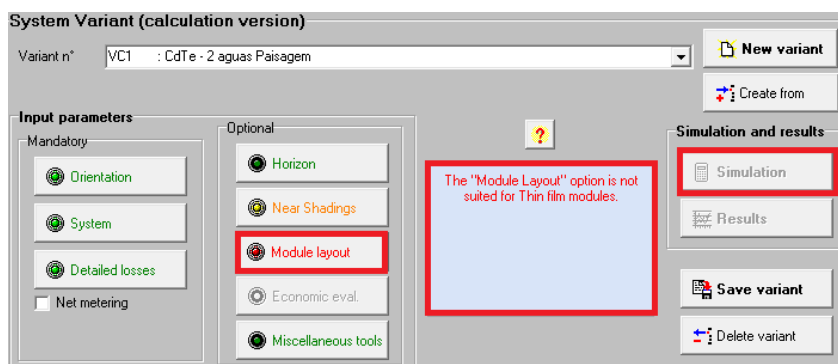
Parâmetro onde foram definidos elementos do entorno (causadores de sombra), como as árvores a leste (em verde) e os prédios a norte (em amarelo). Também foi definida a edificação estudada e seu telhado (amarelo escuro), com a área onde os módulos foram alocados (em azul claro). A sombra causada pelo entorno é exibida em cor preta e varia com a data selecionada. A Figura 29 traz um exemplo de posicionamento dos módulos sobre o telhado e de sombreamento gerado.

Nesta etapa, é possível definir a orientação dos módulos FV (retrato ou paisagem) sobre o telhado. Para cada tecnologia avaliada, foram feitas 6 simulações: 2 com todos os módulos alocados sobre a água oeste, em retrato e paisagem; 2 com todos os módulos alocados sobre a água leste, em retrato e paisagem; 2 com os módulos compartilhados, não igualmente, entre as 2 águas, em retrato e paisagem.

Figura 29 - Exemplo de definição adotada dentro de *Near Shadings*

3.3.2.2 Layout dos Módulos (*Module layout*)

Devido a limitações do *software*, a opção *Module layout* foi aplicada somente para os módulos p-Si, já que para a tecnologia de filmes finos, conforme o tutorial do programa, tal opção não é adequada e chegou a travar o prosseguimento da simulação, conforme a Figura 30 ilustra.

Figura 30 - Erro ao tentar utilizar a opção *Module layout* para a tecnologia de CdTe

Dentro da ferramenta, foram lançados os módulos escolhidos da etapa *System* dentro da área dos módulos definida na etapa *Shadings* (cor azul clara) e atribuídas as *strings*. As Figuras 31 e 32 mostram um exemplo de dados usados para se fazer distribuição das *strings* e um exemplo de resultado do arranjo numa instalação hipotética sobre o telhado da edificação, respectivamente.

Figura 31 - Ferramenta para distribuição de *strings*

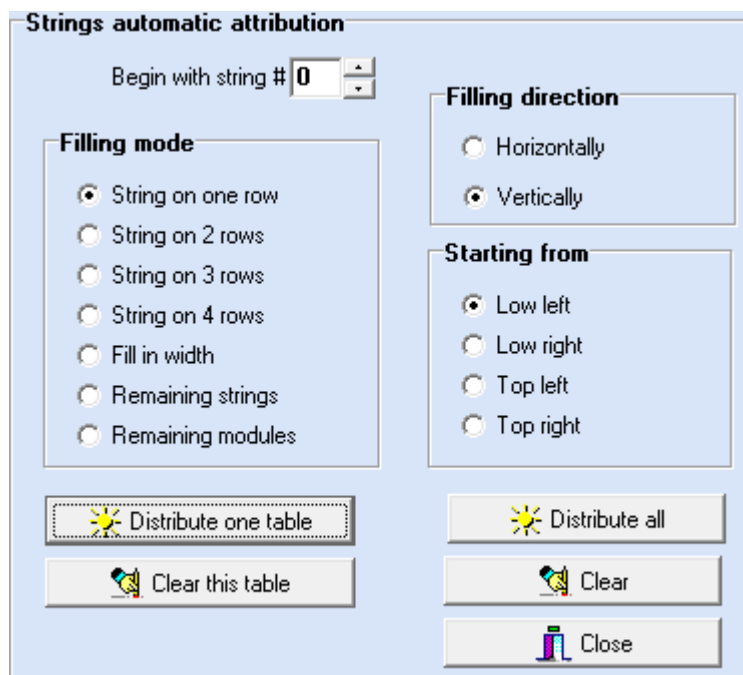
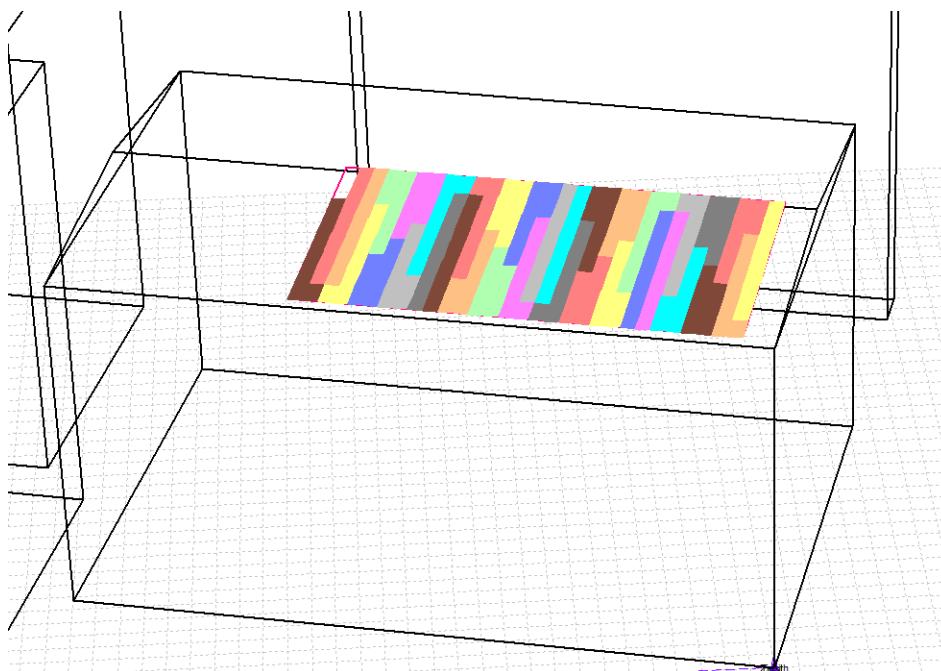


Figura 32 – Exemplo de resultado da distribuição das *strings* sobre o telhado – cada cor representa uma *string*



3.4 Parâmetros para Análise de Viabilidade Econômica

Das 12 simulações do PVsyst, a Análise de Viabilidade Econômica foi feita somente para a situação que possuiu a maior geração de energia, em MWh/ano, para cada tecnologia.

3.4.1 Período de Análise

Adotado 25 anos, como normalmente é feito, que é a vida útil média dos módulos fotovoltaicos.

3.4.2 Investimento Inicial no Sistema FV

O preço do sistema FV varia conforme a potência instalada, sendo que o preço por Wp diminui à medida que a potência aumenta, já que alguns custos são fixos e independem da potência do sistema. Assim, foi adotado um valor de R\$ 6,86/Wp, retirado de uma média feita pelo Instituto IDEAL para instalações com potência entre 31 e 100 kWp, de acordo com a Figura 33:

Figura 33 - Preço médio de sistemas FV por potência nominal instalada



Fonte: Instituto IDEAL

Apesar de terem sido utilizadas duas tecnologias de módulos solares no trabalho, CdTe e p-Si, optou-se por utilizar o mesmo valor de R\$ 6,86/Wp para ambas, já que se trata de um valor médio dado em função da potência instalada e possível de ser encontrado no mercado.

Para uma potência instalada de 42 kWp e para um custo de instalação de R\$ 6,86/ kWp, temos que o investimento inicial é de R\$ 288.120,00. De modo a simplificar a análise, no período 0 foi considerado somente o montante relativo ao investimento inicial do sistema FV. A operação do sistema FV e demais valores são computados do período 1 em diante.

3.4.3 Gastos com Reposição dos Inversores e O&M

Para os inversores, considerou-se uma vida útil de 10 anos e adotado um valor de 17% do investimento inicial a ser gasto com a reposição (Antoniolli *et al.*, 2016). Tendo em mente que a análise compreendeu um período de 25 anos, correspondente à vida útil dos módulos, foram computadas duas reposições, uma no ano 10 e outra no ano 20, no valor de R\$ 48.980,40 cada.

Para os custos de operação e manutenção (O&M), adotou-se 1% do valor total do investimento inicial por ano (Antoniolli *et al.*, 2016), ou seja, R\$ 2.881,20.

3.4.4 Redução anual de produtividade

Foi considerada uma perda de produtividade de 0,5% ao ano (Antoniolli *et al.*, 2016) para os sistemas FV's avaliados, independente da tecnologia. A produtividade considerada no período 1 corresponde à maior produtividade obtida entre as simulações realizadas no PVsyst, para cada tecnologia.

3.4.5 TMA

Foi adotada como TMA um valor entre a taxa SELIC, esta referente à média do mês de Outubro, conforme dados disponíveis no site do Banco Central do Brasil e ilustrados na Tabela 6 abaixo e o rendimento da caderneta de poupança, atualmente em torno de 7,5% ao ano, com seus rendimentos diários apresentados para o mesmo período da SELIC na Tabela 6.

Tabela 6 – Taxas SELIC e poupança para o mês de Outubro de 2016

Data	SELIC (%a.a.)	Rendimento Diário da Poupança (%)
03.10.2016	14,15	0,6288
04.10.2016	14,15	0,6573
05.10.2016	14,15	0,6896
06.10.2016	14,15	0,6878
07.10.2016	14,15	0,6558
10.10.2016	14,15	0,6338
11.10.2016	14,15	0,6635
12.10.2016	14,15	0,6999
13.10.2016	14,15	0,6912
14.10.2016	14,15	0,6689
17.10.2016	14,15	0,6238
18.10.2016	14,15	0,6521
19.10.2016	14,15	0,6892
20.10.2016	13,90	0,6614
21.10.2016	13,90	0,6758
24.10.2016	13,90	0,5980
25.10.2016	13,90	0,6274
26.10.2016	13,90	0,6600
27.10.2016	13,90	0,6532
28.10.2016	13,90	0,6829
31.10.2016	13,90	0,6609

Fonte: Banco Central do Brasil

Da média aritmética para os 20 períodos analisados, temos uma SELIC de 14,05% ao ano. Para compor a TMA, optou-se por fazer uma média aritmética entre as duas taxas, resultando em 10,755 % ao ano. A fim de simplificação, adotou-se como TMA a taxa de 10% ao ano.

3.4.6 Consumo Anual de Energia Elétrica da Edificação

Foi adotado o consumo constante de 56.734 kWh/ano, incidente nos períodos de 1 a 25, obtido do período de agosto de 2015 a julho de 2016.

3.4.7 Geração e Perda de Produtividade Anual do Sistema Fotovoltaico

Foi considerada uma perda de produtividade de 0,5% ao ano (Antoniolli *et al.*, 2016) para os sistemas FV's avaliados, independente da tecnologia.

A geração anual considerada no período 1 corresponde à maior produtividade obtida entre as simulações realizadas no PVsyst, para cada tecnologia.

Não foi considerada cobrança de ICMS sobre a energia gerada e injetada na rede, seguindo a tendência nacional de os estados suprimirem tal exigência (Antoniolli *et al.*, 2016).

3.4.8 COSIP, Tarifa de Energia Elétrica e Bandeiras Tarifárias

O total da COSIP (Contribuição para o Custeio dos Serviços de Iluminação Pública) a ser pago no período 1 corresponde ao valor levantado da série histórica, cujo valor de R\$ 161,29 é constante durante todo o ano, multiplicada pela quantidade de meses do ano.

A tarifa de energia elétrica para o período 1 foi adotada como a média aritmética obtida da série histórica, no valor de R\$ 0,6317/ kWh.

De forma a avaliar diferentes possibilidades de composição da fatura de energia elétrica a ser paga no futuro, foram considerados três cenários de evolução da COSIP e da tarifa: o primeiro com aumento de 1% ao ano para ambas; o segundo com aumento de 3% ao ano para ambas; e o terceiro com aumento de 5% ao ano para ambas.

Para o presente trabalho, foram desconsiderados possíveis custos com a incidência de bandeiras tarifárias diferenciadas. Portanto, o valor de R\$ 39.926,61, referente aos 12 meses da série histórica levantada, foi ajustado para R\$ 37.774,35 e utilizado como total a ser gasto com energia elétrica no período 1 (caso não houvesse sistema de geração), pela fórmula:

$$Gasto\ com\ Energia_{Período\ 1} = (12 * COSIP_{Período\ 1}) + (Consumo * Tarifa_{Período\ 1})$$

Onde,

$$COSIP_{Período\ 1} = R\$ 161,29,$$

$$Tarifa_{Período\ 1} = R\$ 0,6317/kWh\ e$$

$$Consumo = 56.734\ kWh/ano, \text{ conforme item 3.4.6.}$$

Substituindo, temos que:

$$Gasto\ com\ Energia_{Período\ 1} = (12 * R\$ 161,29) + (56734 * 0,6317)$$

$$\text{Gasto com Energia}_{\text{período 1}} = R\$ 37.774,35$$

3.4.9 Energia a ser comprada da concessionária

Corresponde à diferença entre o consumo anual, com valor constate de 56.734 kWh, pela geração do ano em questão, levando em conta a perda de produtividade anual do sistema (item 3.4.7). A diferença é então multiplicada pela tarifa do ano, considerando seu aumento para cada período e somada com a valor total da COSIP para o ano, considerando também seu aumento para cada período (item 3.4.8).

3.4.10 Determinação da TIR e do *payback* descontado

Após organização de todos os dados pertinentes para as análises econômicas no Excel, foram obtidos os valores de TIR e do *payback* descontado para cada situação. Os resultados são apresentados no próximo tópico.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Simulações no PVsyst

Foram realizadas 12 simulações no total, sendo elas com as seguintes considerações e resultados:

Tabela 7 - Resultado das 12 simulações do PVsyst

Quantidade e Tecnologia dos Módulos	Quantidade e Distribuição dos Módulos	Orientação dos Módulos	PR (%)	Energia Injetada na Rede (MWh/ano)
360 - CdTe	Água Oeste	Retrato	76,27	53,16
		Paisagem	75,38	52,54
	Água Leste	Retrato	72,77	49,84
		Paisagem	72,26	49,49
	2 Águas	Retrato	75,96	52,68
		Paisagem	76,04	52,74
160 - p-Si	Água Oeste	Retrato	75,27	52,59
		Paisagem	75,55	52,78
	Água Leste	Retrato	70,43	48,35
		Paisagem	70,91	48,68
	2 Águas	Retrato	73,89	51,20
		Paisagem	74,04	51,30

Para cada tecnologia avaliada, foi escolhida a situação de maior Energia Injetada na Rede para se utilizar na análise financeira, marcadas em verde na Tabela 7 acima.

Como era de se esperar, a orientação Paisagem forneceu melhores valores de geração para a tecnologia de p-Si e a Retrato, para a tecnologia CdTe, com exceção da distribuição em 2 Águas, marcadas em vermelho na Tabela 7. Tal discrepância pode se dever às pequenas mudanças no posicionamento dos módulos sobre o telhado ao fazer o rearranjo de uma orientação para outra, o que gerou uma diferença nas perdas por sombreamento.

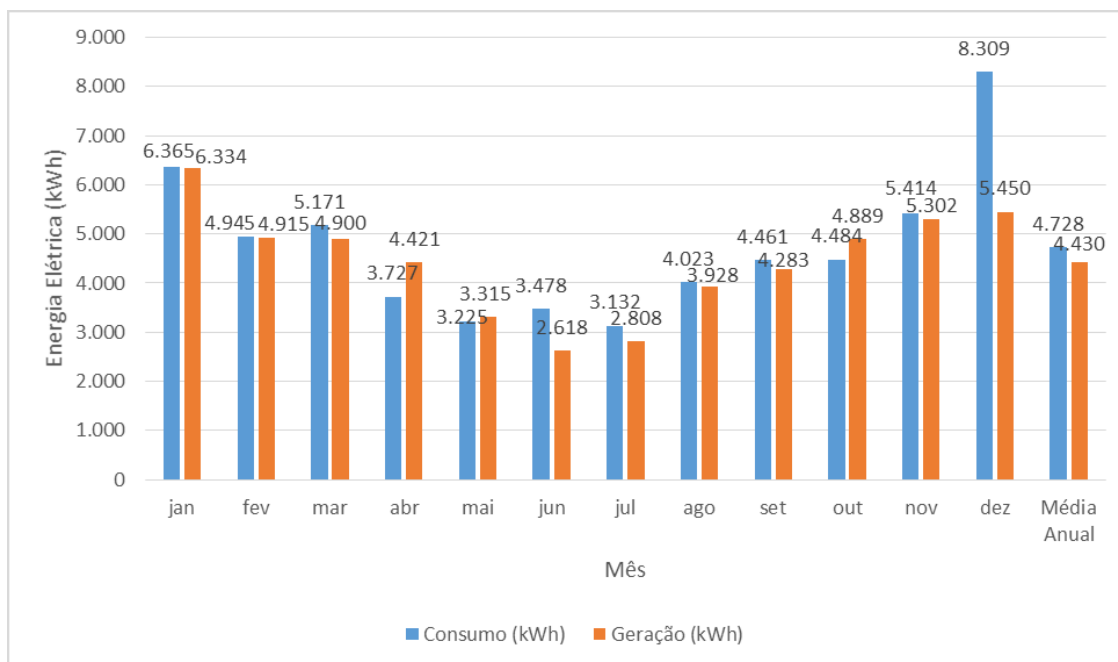
Os relatórios completos das 12 simulações encontram-se no Apêndice A e B.

4.2 Consumo X Geração

4.2.1 Módulos de CdTe

Para a tecnologia de CdTe, foi obtida a Figura 34 - Consumo x Geração, em termos mensais, para o período 1:

Figura 34 – Consumo x Geração para o período 1 - CdTe

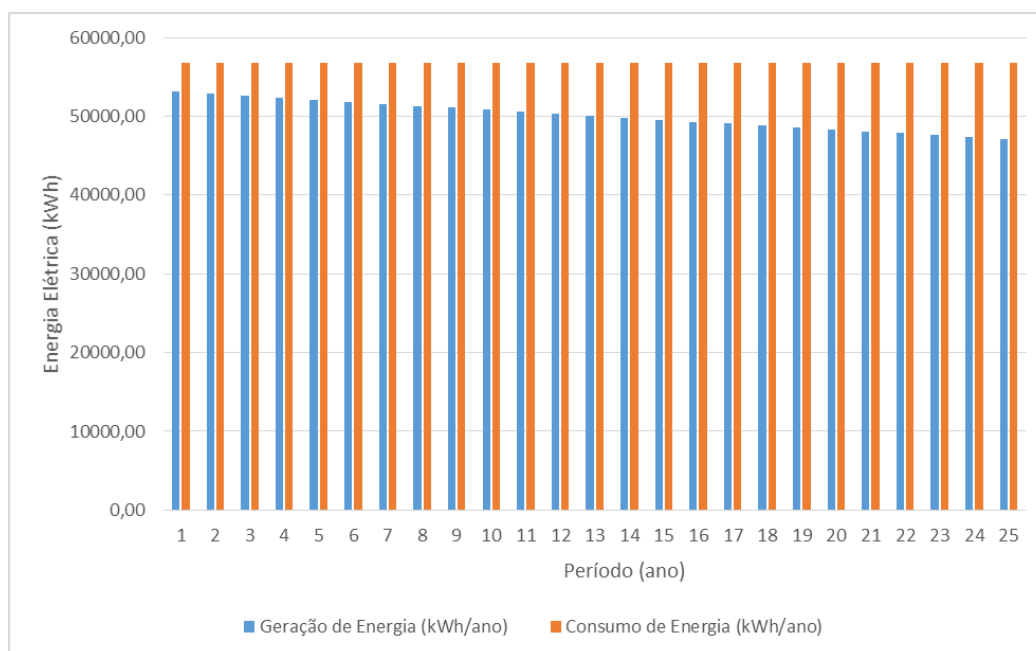


Nota-se que a diferença entre consumo e geração atinge seu maior valor no mês de dezembro. Tal diferença se dá ao uso intenso do sistema de condicionamento de ar da edificação.

Para o período 1, há um déficit de geração de 3571 kWh para o sistema considerado.

Em uma análise Consumo X Geração ao longo dos 25 períodos, devido às considerações feitas em relação à produção decrescente e ao consumo constante, é lógico imaginar que, ao longo dos períodos analisados, o déficit de geração irá aumentar. A Figura 35 ilustra o raciocínio.

Figura 35 – Consumo x Geração dos períodos 1 a 25 - CdTe

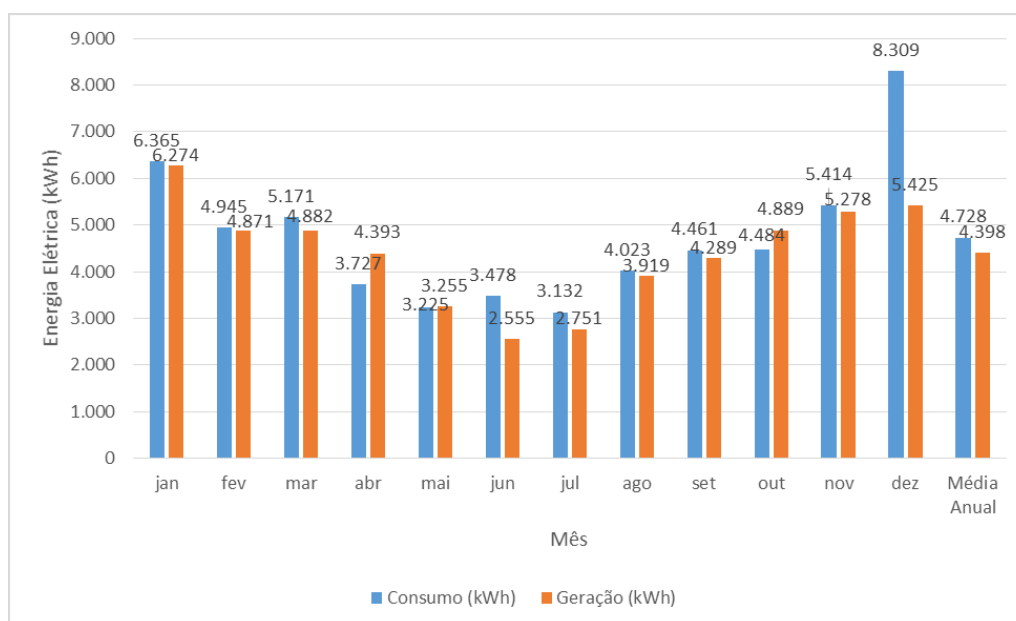


O déficit total de geração contabilizado para os períodos é de 166.115 kWh.

4.2.2 Módulos de p-Si

Para a tecnologia de p-Si, foi obtida a Figura 36 - Consumo x Geração, em termos mensais, para o período 1:

Figura 36 – Consumo x Geração para o período 1 - p-Si

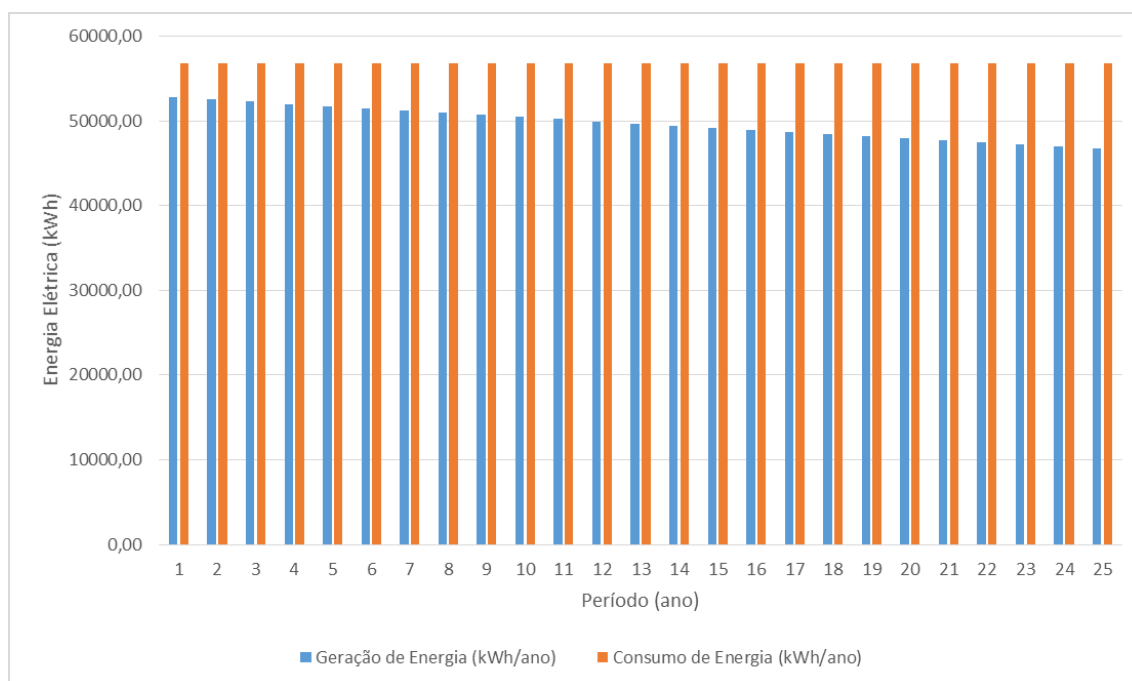


Devido aos perfis de geração semelhantes entre as duas tecnologias, faz-se a mesma constatação de que a maior diferença entre consumo e geração é notada no mês de dezembro em virtude do grande uso do sistema de condicionamento de ar.

Para a tecnologia de p-Si, temos que o déficit de geração para o período 1 é de 3.953 kWh.

De forma análoga a 4.2.1, o Gráfico 13 apresenta a diferença Consumo X Geração para os 25 períodos. Nota-se que o formato é o mesmo, pois as premissas adotadas foram as mesmas.

Figura 37 – Consumo x Geração dos períodos 1 a 25 – p-Si



O déficit total de geração contabilizado é de 175.066 kWh.

Há uma pequena diferença entre as duas tecnologias na relação Consumo X Geração. Ao longo dos 25 períodos de análise, foram gerados 8.951 kWh a mais pelo sistema em CdTe.

4.3 Análise de Viabilidade Econômica

4.3.1 Compilação e variação do VPL

As Figuras 38 e 39 trazem os resultados referentes ao VPL da tecnologia de CdTe e as Figuras 40 e 41, da tecnologia de p-Si.

Figura 38 - Compilação dos gráficos de VPL - CdTe

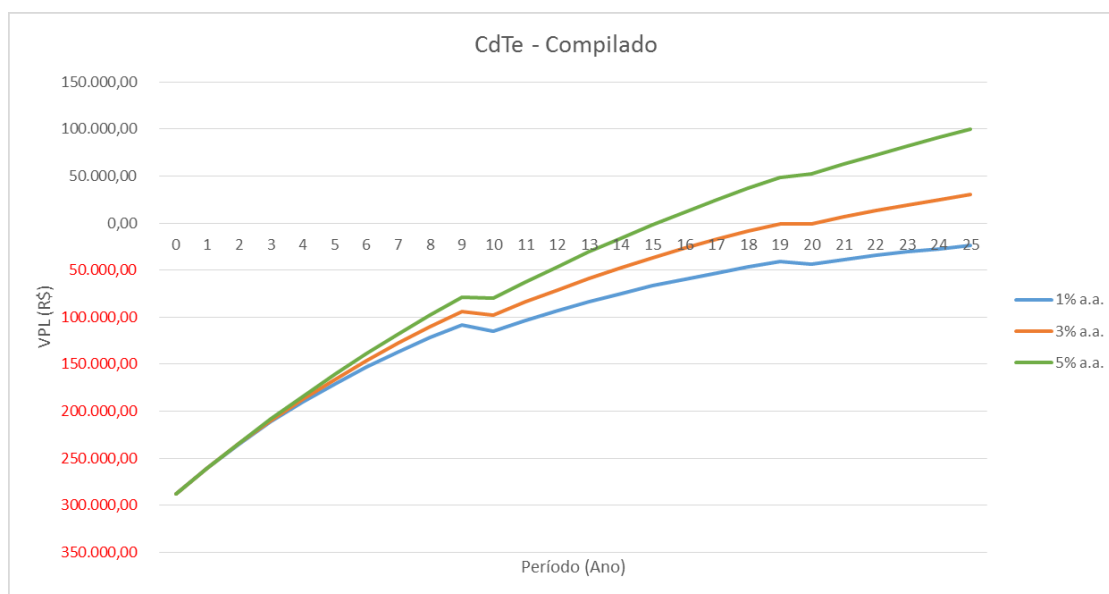


Figura 39 - Variação do VPL com a variação da taxa de aumento anual (COSIP e tarifa) - CdTe

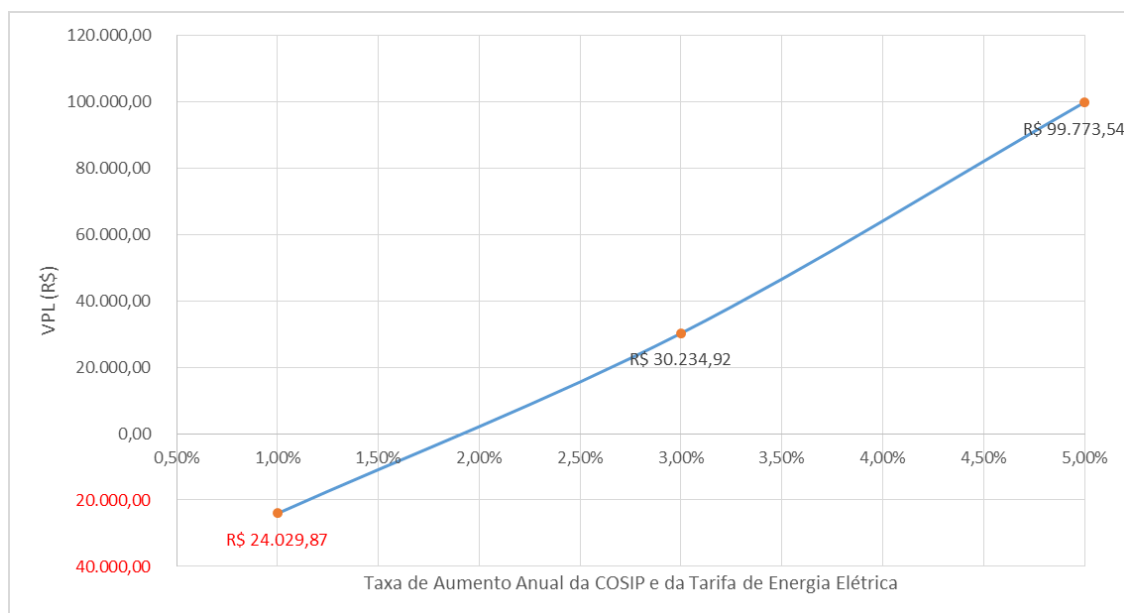


Figura 40 - Compilação dos gráficos de VPL - p-Si

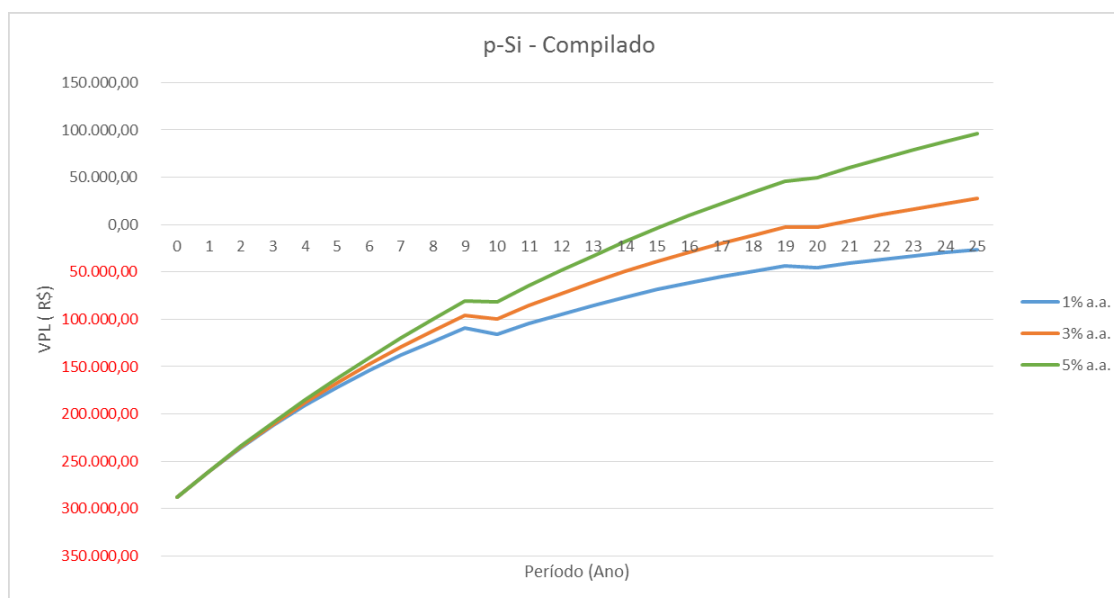
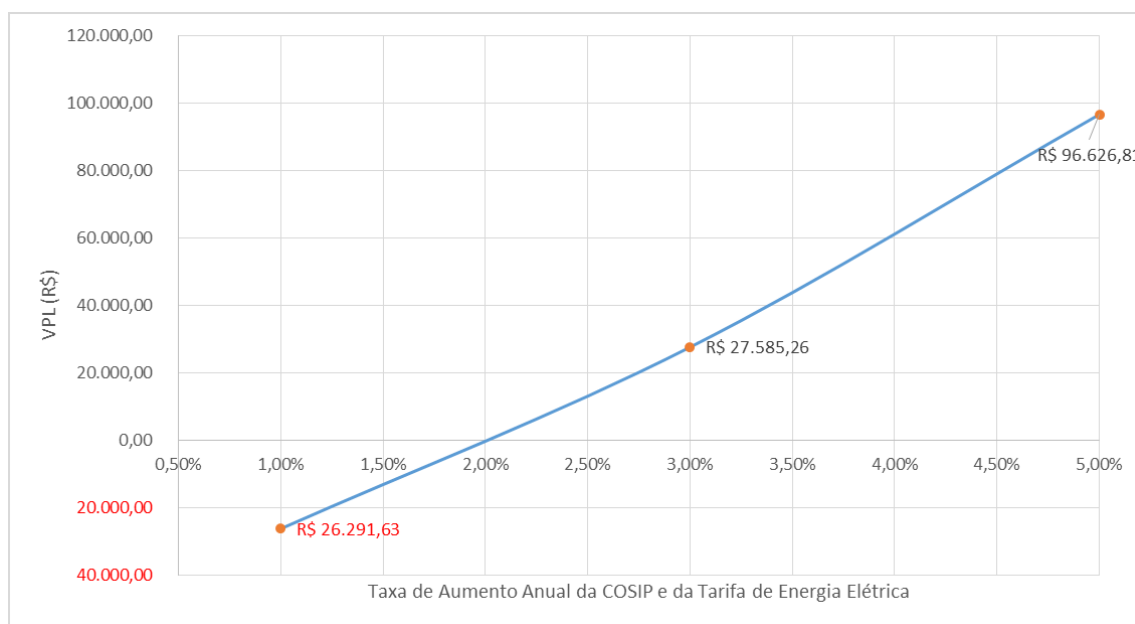


Figura 41 - Variação do VPL com a variação da taxa de aumento anual (COSIP e tarifa) – p-Si



Nota-se que o formatos dos gráficos é praticamente idêntico, variando minimamente o valor do VPL para cada tecnologia. Isso se dá, basicamente, pela premissa adotada de que o investimento inicial foi o mesmo, independente da tecnologia, estando a única variação no resultado de geração obtido por meio das simulações no PVsyst. Em todos os casos observados, os VPL's tendem a aumentar à medida que a taxa de aumento anual da COSIP e da tarifa sobem. As linhas presentes nas Figuras 38 e 40, ao cruzarem o eixo horizontal, definem o *payback*

descontado, exceto para a situação de 1% de aumento anual, em que não há interseção e, portanto, o investimento não se paga dentro do período analisado.

4.3.2 Variação da TIR

As Figuras 42 e 43 trazem os gráficos que ilustram a variação da TIR para a tecnologia de CdTe e p-Si, respectivamente.

Figura 42 - Variação da TIR com a variação da taxa de aumento anual (COSIP e tarifa) - CdTe

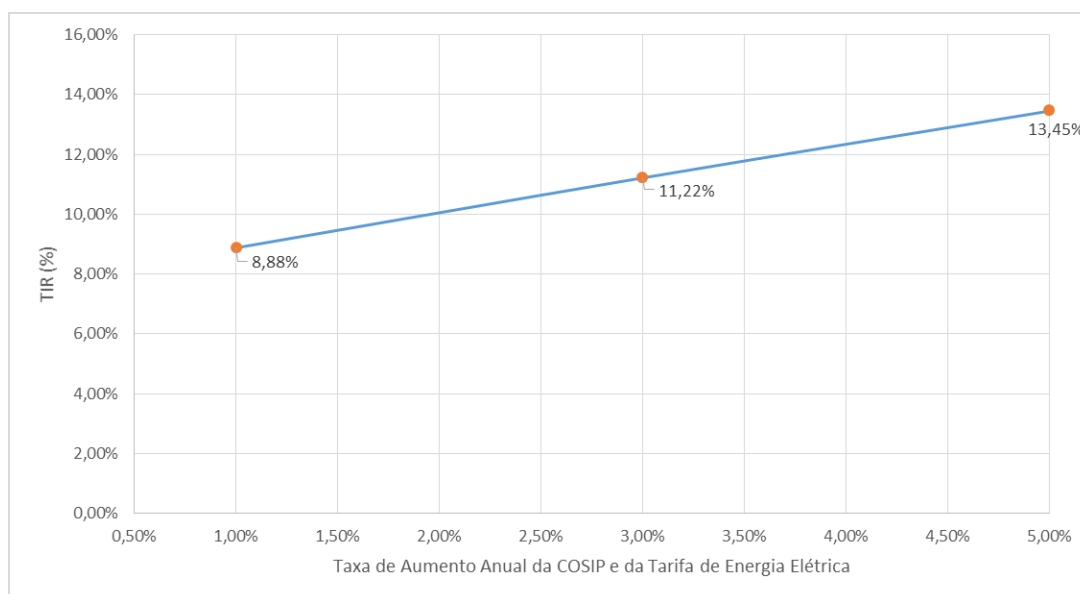
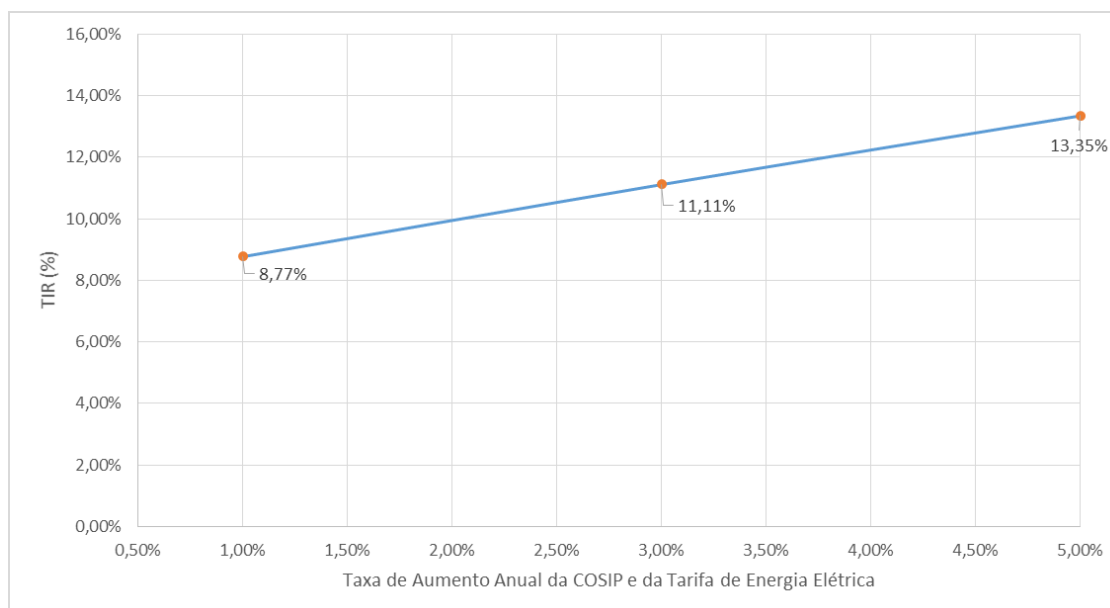


Figura 43 - Variação da TIR com a variação da taxa de aumento anual (COSIP e tarifa) – p-Si



Por serem indicadores que convergem, observa-se que, assim como para o VPL, a TIR aumenta de acordo com o aumento anual da COSIP e da tarifa, independente da tecnologia.

4.3.3 Tabelas Resumo

As tabelas resumo (Tabela 8 e 9) apresentam a tecnologia utilizada, as variáveis de análise, os valores dos indicadores VPL, TIR e *payback* descontado e se cada caso é viável economicamente ou não. Os fluxos de caixa completos para cada situação estão no Apêndice C.

Tabela 8 - Tabela resumo para cada cenário de investimento - CdTe

CdTe		CdTe		CdTe	
Taxa de Aumento da Tarifa e da COSIP (a.a.)	1,00%	Taxa de Aumento da Tarifa e da COSIP (a.a.)	3,00%	Taxa de Aumento da Tarifa e da COSIP (a.a.)	5,00%
TMA (a.a.)	10%	TMA (a.a.)	10%	TMA (a.a.)	10%
VPL	R\$ 24.029,87	VPL	R\$ 30.234,92	VPL	R\$ 99.773,54
TIR	8,88%	TIR	11,22%	TIR	13,45%
<i>Payback</i> Descontado	Não atinge	<i>Payback</i> Descontado	Ano 20	<i>Payback</i> Descontado	Ano 15
Viabilidade Econômica		Viabilidade Econômica		Viabilidade Econômica	
VPL < 0 e TIR < TMA Economicamente Inviável		VPL > 0 e TIR > TMA Economicamente Viável		VPL > 0 e TIR > TMA Economicamente Viável	

Tabela 9 - Tabela resumo para cada cenário de investimento – p-Si

p-Si		p-Si		p-Si	
Taxa de Aumento da Tarifa e da COSIP (a.a.)	1,00%	Taxa de Aumento da Tarifa e da COSIP (a.a.)	3,00%	Taxa de Aumento da Tarifa e da COSIP (a.a.)	5,00%
TMA (a.a.)	10%	TMA (a.a.)	10%	TMA (a.a.)	10%
VPL	R\$ 26.291,63	VPL	R\$ 27.585,26	VPL	R\$ 96.626,81
TIR	8,77%	TIR	11,11%	TIR	13,35%
<i>Payback</i> Descontado	Não atinge	<i>Payback</i> Descontado	Ano 20	<i>Payback</i> Descontado	Ano 15
Viabilidade Econômica		Viabilidade Econômica		Viabilidade Econômica	
VPL < 0 e TIR < TMA Economicamente Inviável		VPL > 0 e TIR > TMA Economicamente Viável		VPL > 0 e TIR > TMA Economicamente Viável	

Os indicadores VPL e TIR, conforme abordado anteriormente, assumem valores ligeiramente maiores para a tecnologia de CdTe devido à maior geração de energia da tecnologia frente à de p-Si. O *payback* descontado só apresenta diferença em seu valor a nível mensal de análise, sendo o *payback* descontado para os módulos de CdTe atingido um pouco antes do que para os módulos de p-Si. Para ambas as tecnologias, quando considerado aumento de 1% anual na tarifa de energia e na COSIP, o investimento não é viável economicamente.

5 CONCLUSÃO

O trabalho mostrou que a energia fotovoltaica já é viável, em algumas situações, e que a popularização da matriz fotovoltaica só tende a aumentar sua viabilidade com o tempo, haja vista que acarreta em melhoria dos sistemas e redução nos custos de instalação.

A análise de viabilidade técnica mostrou que, para os módulos de CdTe, a orientação retrato é a mais adequada, quanto que para os módulos de p-Si, a orientação paisagem é a mais adequada. Além disso, a área de telhado disponível foi o suficiente para a instalação inicialmente dimensionada. Contudo, tendo em vista a área restante disponível no telhado e a resolução da ANEEL, que permite que o crédito de energia gerada seja utilizado num prazo de cinco anos, talvez fosse interessante instalar uma potência um pouco superior para os anos iniciais de forma a diminuir a quantidade de energia a ser comprada da concessionária. Ainda assim, deve-se tomar cuidado para não incidir em perdas exageradas quanto ao sombreamento, pois notou-se que a água leste, quando ocupada, apresenta uma PR muito abaixo quando comparada com a PR da água oeste. Outra consideração pertinente quanto ao telhado seria, para trabalhos futuros, analisar a viabilidade de ocupar o telhado preto, que é mais alto e mais distante de obstáculos e espera-se ter menos sombra incidente quando comparado ao telhado branco. Ainda sob o ponto de vista de sombreamento, numa etapa de tomada de decisão entre instalar o sistema ou não, seria sensato considerar a possibilidade de no futuro algum prédio alto ser construído e obstruir significativamente a incidência solar nos módulos instalados sobre a edificação.

Já a análise de viabilidade econômica mostrou que, diante das considerações feitas para cada análise, houve pouca diferença entre as tecnologias avaliadas. A tecnologia de CdTe mostrou-se mais eficiente, apresentando os indicadores – VPL, TIR e *payback* descontado – um pouco melhores que os da tecnologia de p-Si. Além disso, para ambas as tecnologias a instalação do sistema foi inviável quando o aumento na tarifa e na COSIP foi de 1% ao ano. Ou seja, quanto maior o aumento anual da tarifa e da COSIP, mais viável se tornará o empreendimento.

Por fim, é importante mencionar que algumas simplificações, como a consideração de que não há incidência de bandeiras tarifárias diferenciadas (amarela e vermelha) fizeram com que o investimento se tornasse menos atrativo e a análise foi portanto conservadora. Basta pensar que

quanto mais se deverá gastar com a conta de energia elétrica, maior será o interesse em produzi-la.

REFERÊNCIAS

ABNT. NBR 10899:2013 - Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia. 2013.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2015.

ANTONIOLLI, A. F. et al. Avaliação Técnica e Econômica Entre Sistemas Fotovoltaicos Aplicados a Edificações (BAPV) e Sistemas Idealmente Instalados para Máxima Geração Anual. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2016.

AVILA, A. V. Matemática financeira e engenharia econômica. 2012.

CRUNDWELL, F. K. Finance for Engineers. n. Springer, 2008.

ELY, F.; SWART, J. W. Energia Solar Fotovoltaica de Terceira Geração. 2014.

FRAUNHOFER-ISE. Photovoltaics Report, updated: 6 June 2016. 2016. Disponível em: <www.ise.fraunhofer.de>.

GROPPI, F. Testing of anti-islanding protections for grid-connected inverters. 2007 International Conference on Clean Electrical Power, 2007, 21-23 May 2007. p.183-187.

IDEAL. O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica. 2016. Disponível em: <https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudofv2016_final?e=18281881/30000297>.

MOTTA, R. D. R. et al. Engenharia econômica e finanças. **Elsevier**, 2009.

NREL. Best Research-Cell Efficiencies. 2016. Disponível em: <www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency_chart.jpg>

ONUDI. Programa de Capacitação em Energias Renováveis. 2016.

PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 3, p. 1625-1636, 4// 2011. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110004016>>.

PEREIRA, E. B. et al. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2006.

PVSYST-6. Help Tool. 2016. Disponível em: < <http://files.pvsyst.com/help/> >.

QUINTANA, M. A. et al. Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules. Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, 2002, 19-24 May 2002. p.1436-1439.

SEFID, S. S. S. G. et al. Investigation of solar cells lifetime in Iran. 2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), 2012, 16-19 Dec. 2012. p.1-5.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. **Renewable Energy**, v. 34, n. 1, p. 23-29, 2009. ISSN 0960-1481. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148108001353> >.

ZORRILLA-CASANOVA, J. et al. Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 4, p. 790-796, 2013. ISSN 1099-159X. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1002/pip.1258> >.

APÊNDICE A – RELATÓRIOS PVSYS - CdTe

PVSYST V6.49		14/11/16		Page 1/5	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Grid-Connected Project at Boliche			
Geographical Site		Boliche		Country	Brazil
Situation		Latitude	27.60° S	Longitude	48.62° W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	15 m
		Albedo	0.20		
Meteo data:		Boliche	SWERA - Synthetic		
Simulation variant :		CdTe - 2 aguas Paisagem			
		Simulation date	14/11/16 13h20		
Simulation parameters					
2 orientations		Tilts/Azimuths	6°/75° and 6°/-105°		
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		CdTe	Model	FS-4117-2 May 2015	
Original PVsyst database		Manufacturer	First Solar		
Sub-array "Sub-array #1"		Orientation	#1	Tilt/Azimuth	6°/75°
Number of PV modules		In series	8 modules	In parallel	32 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	256	Unit Nom. Power	117.5 Wp
Array global power		Nominal (STC)	30.1 kWp	At operating cond.	27.51 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	512 V	I mpp	54 A
Sub-array "Sub-array #2"		Orientation	#2	Tilt/Azimuth	6°/-105°
Number of PV modules		In series	8 modules	In parallel	13 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	104	Unit Nom. Power	117.5 Wp
Array global power		Nominal (STC)	12.22 kWp	At operating cond.	11.18 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	512 V	I mpp	22 A
Total Arrays global power		Nominal (STC)	42 kWp	Total	360 modules
		Module area	259 m²	Cell area	243 m²
Inverter					
Original PVsyst database		Model	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US		
Characteristics		Manufacturer	ABB		
		Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power	20.0 kWac
Sub-array "Sub-array #1"		Nb. of inverters	3 * MPPT 50 %	Total Power	30 kWac
Sub-array "Sub-array #2"		Nb. of inverters	1 * MPPT 50 %	Total Power	10.0 kWac
Total		Nb. of inverters	2	Total Power	40 kWac
PV Array loss factors					
Array Soiling Losses			Loss Fraction	1.5 %	
Thermal Loss factor		Uc (const)	15.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s

PVSYST V6.49		14/11/16	Page 2/5
--------------	--	----------	----------

Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)

Wiring Ohmic Loss

Module Quality Loss

Module Mismatch Losses

Incidence effect, user defined profile

Array#1 157 mOhm

Array#2 386 mOhm

Global

Loss Fraction 1.5 % at STC

Loss Fraction 1.5 % at STC

Loss Fraction 1.5 % at STC

Loss Fraction 2.5 %

Loss Fraction 0.8 % at MPP

0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.00	1.00	0.99	0.96	0.94	0.89	0.82	0.69	0.00

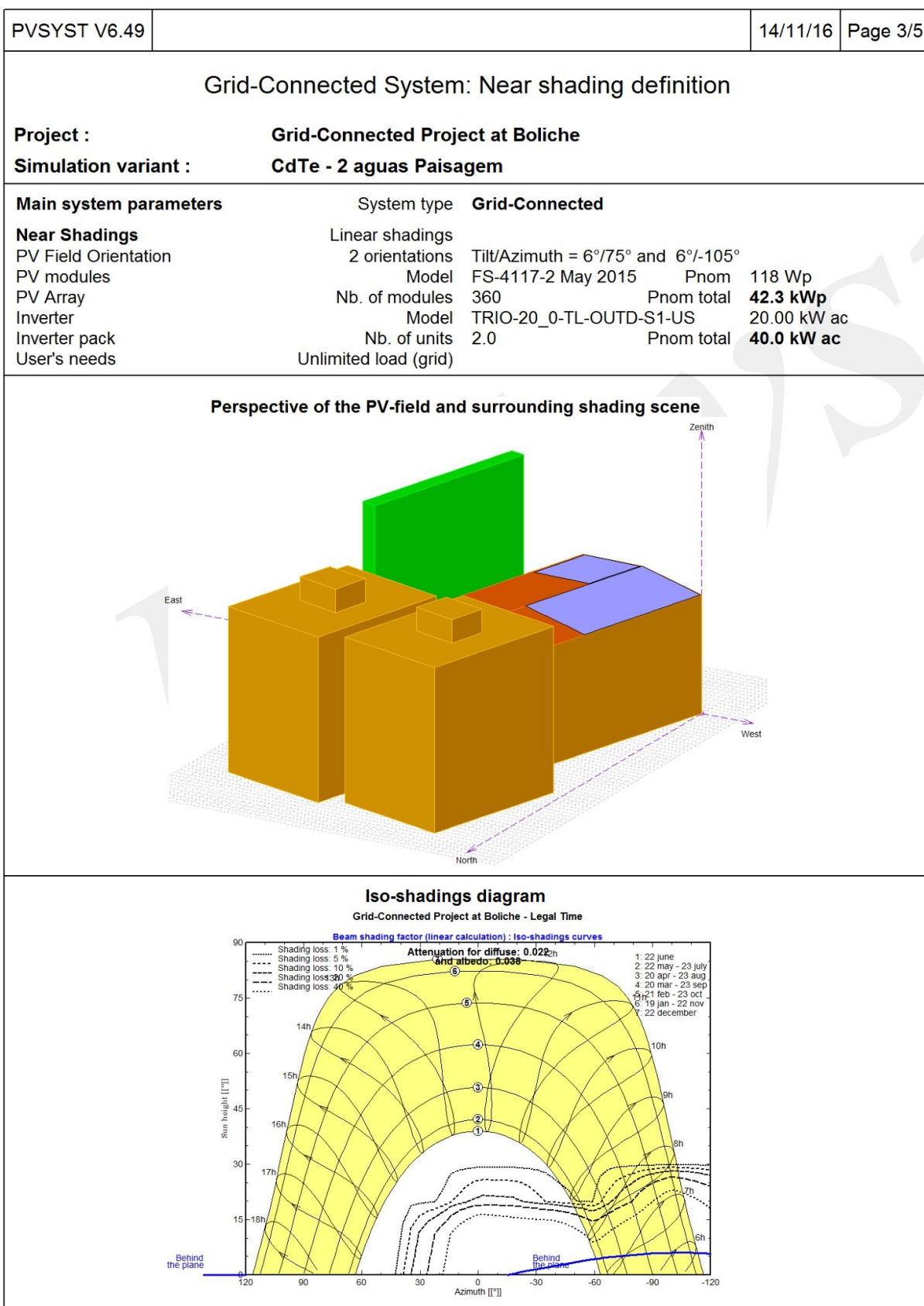
Unavailability of the system

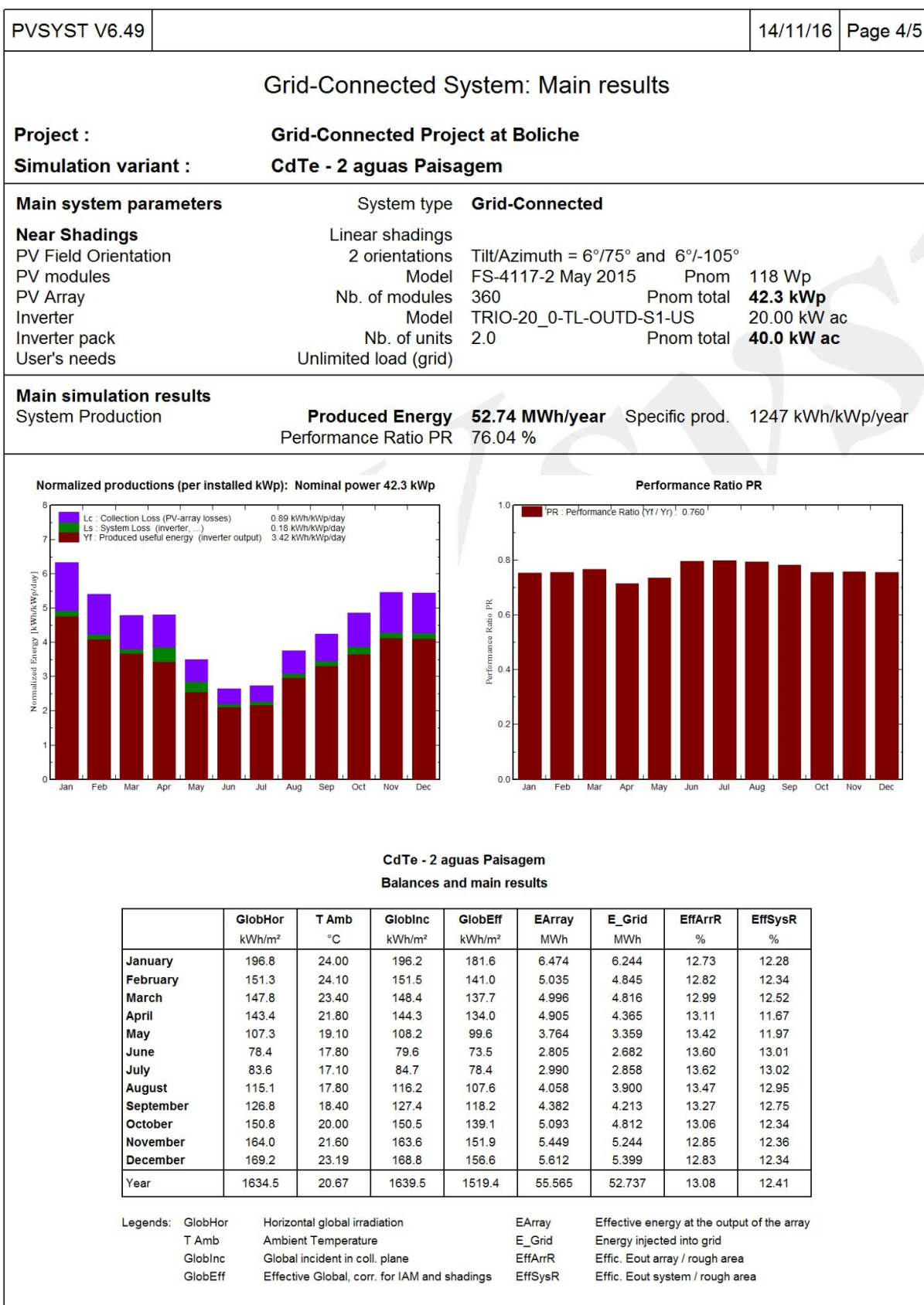
User's needs :

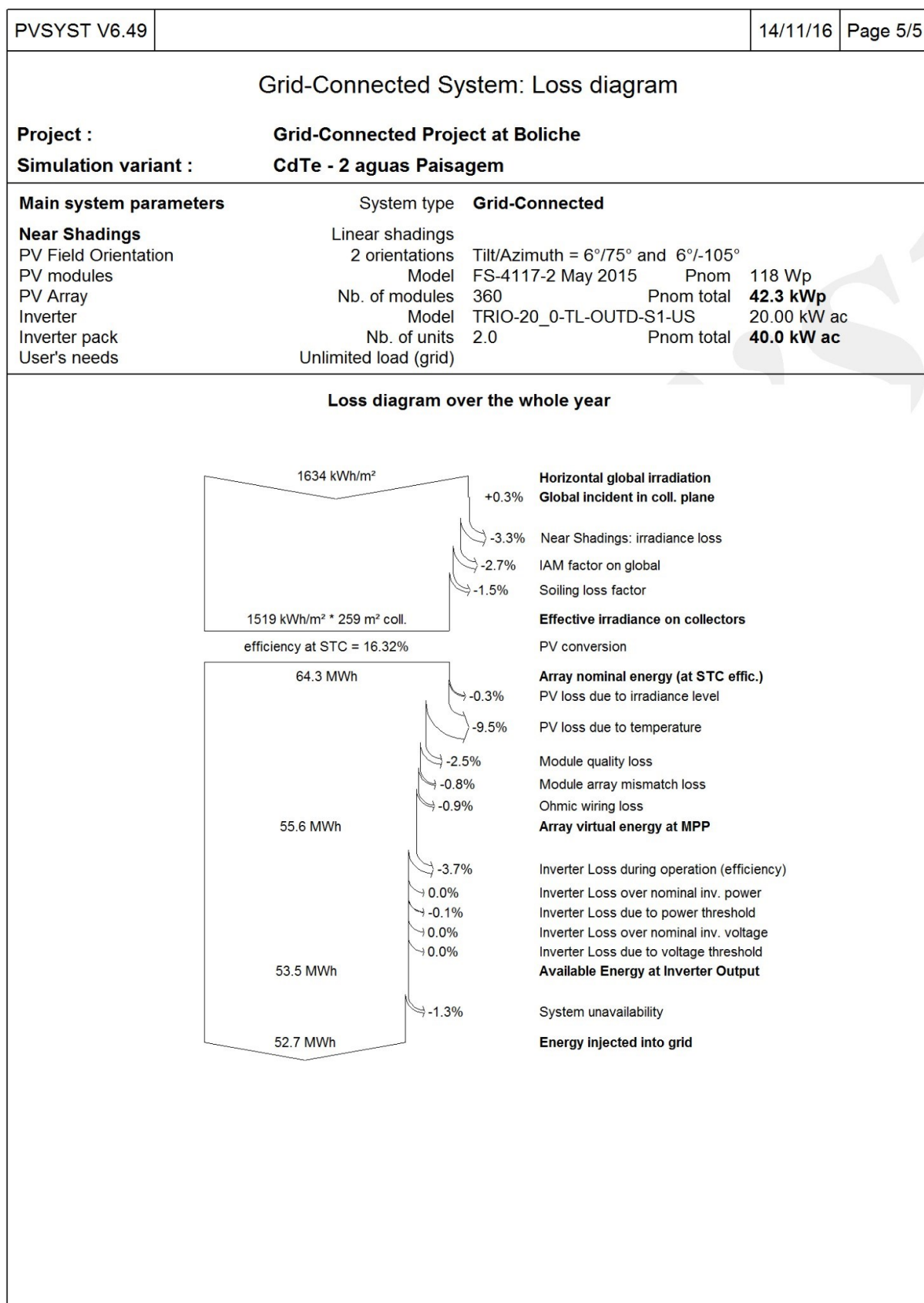
7.3 days, 3 periods

Unlimited load (grid)

Time fraction 2.0 %







PVSYST V6.49				14/11/16	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project : Grid-Connected Project at Boliche					
Geographical Site		Boliche	Country	Brazil	
Situation		Latitude	27.60° S	Longitude	48.62° W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	15 m
		Albedo	0.20		
Meteo data:		Boliche	SWERA - Synthetic		
Simulation variant : CdTe - 2 aguas Retrato					
		Simulation date	14/11/16 13h31		
Simulation parameters					
2 orientations		Tilts/Azimuths	6°/75° and 6°/-105°		
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		CdTe	Model	FS-4117-2 May 2015	
Original PVsyst database		Manufacturer	First Solar		
Sub-array "Sub-array #1"		Orientation	#1	Tilt/Azimuth	6°/75°
Number of PV modules		In series	8 modules	In parallel	32 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	256	Unit Nom. Power	117.5 Wp
Array global power		Nominal (STC)	30.1 kWp	At operating cond.	27.51 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	512 V	I mpp	54 A
Sub-array "Sub-array #2"		Orientation	#2	Tilt/Azimuth	6°/-105°
Number of PV modules		In series	8 modules	In parallel	13 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	104	Unit Nom. Power	117.5 Wp
Array global power		Nominal (STC)	12.22 kWp	At operating cond.	11.18 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	512 V	I mpp	22 A
Total Arrays global power		Nominal (STC)	42 kWp	Total	360 modules
		Module area	259 m²	Cell area	243 m²
Inverter					
Original PVsyst database		Model	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US		
Characteristics		Manufacturer	ABB		
		Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power	20.0 kWac
Sub-array "Sub-array #1"		Nb. of inverters	3 * MPPT 50 %	Total Power	30 kWac
Sub-array "Sub-array #2"		Nb. of inverters	1 * MPPT 50 %	Total Power	10.0 kWac
Total		Nb. of inverters	2	Total Power	40 kWac
PV Array loss factors					
Array Soiling Losses				Loss Fraction	1.5 %
Thermal Loss factor		Uc (const)	15.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s

PVSYST V6.49		14/11/16	Page 2/5
--------------	--	----------	----------

Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)

Wiring Ohmic Loss

Module Quality Loss

Module Mismatch Losses

Incidence effect, user defined profile

Array#1 157 mOhm

Array#2 386 mOhm

Global

Loss Fraction 1.5 % at STC

Loss Fraction 1.5 % at STC

Loss Fraction 1.5 % at STC

Loss Fraction 2.5 %

Loss Fraction 0.8 % at MPP

0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.00	1.00	0.99	0.96	0.94	0.89	0.82	0.69	0.00

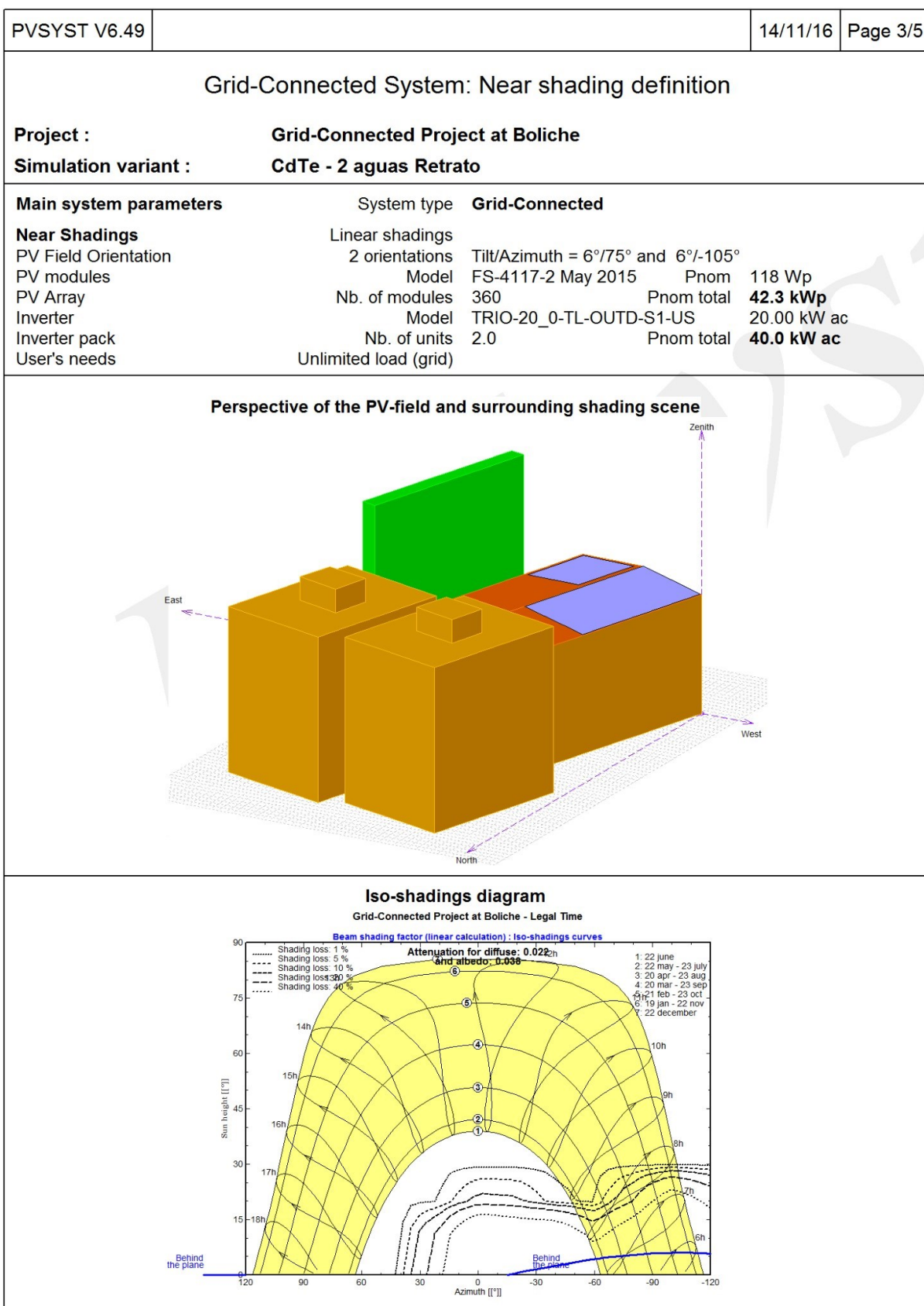
Unavailability of the system

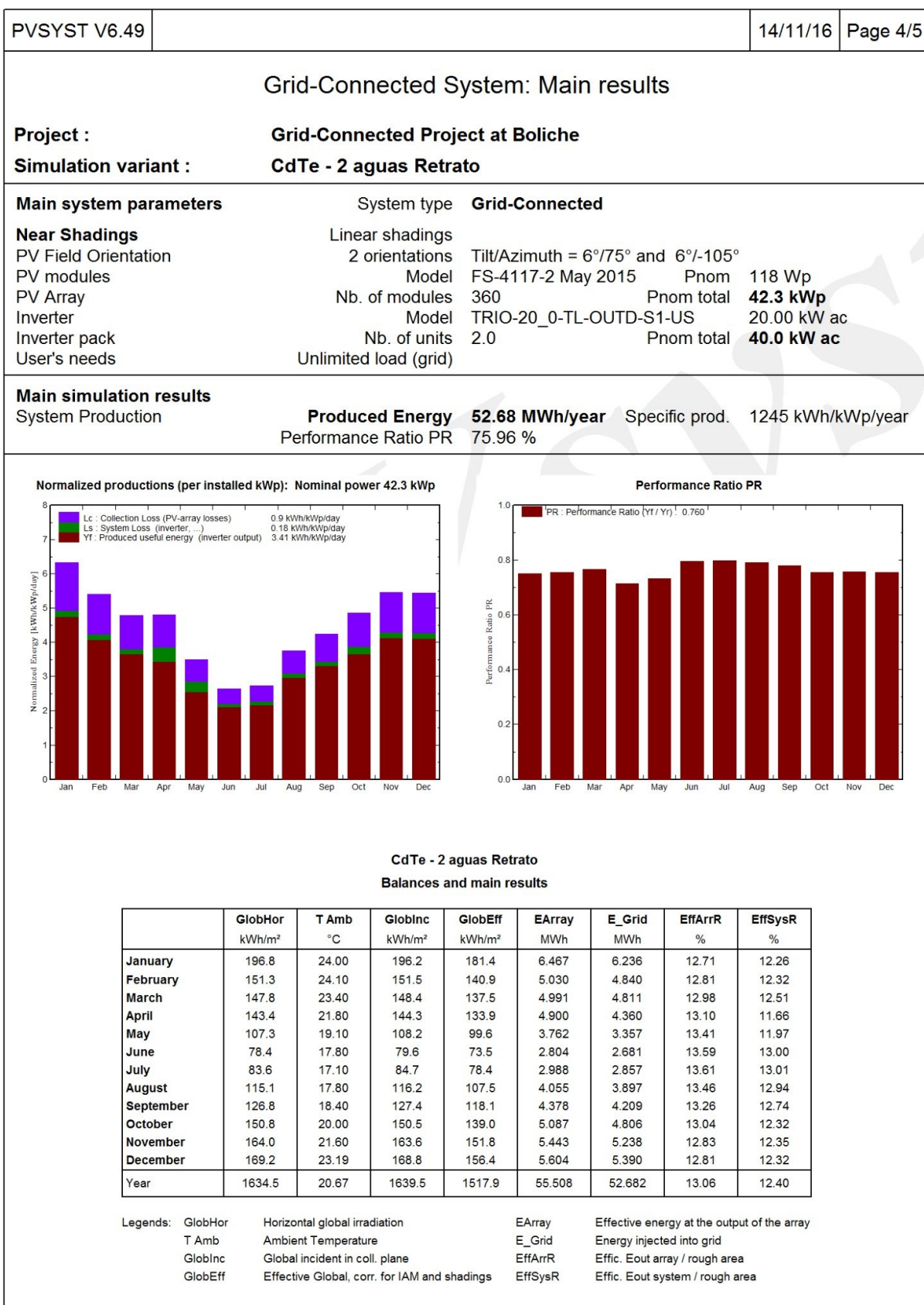
User's needs :

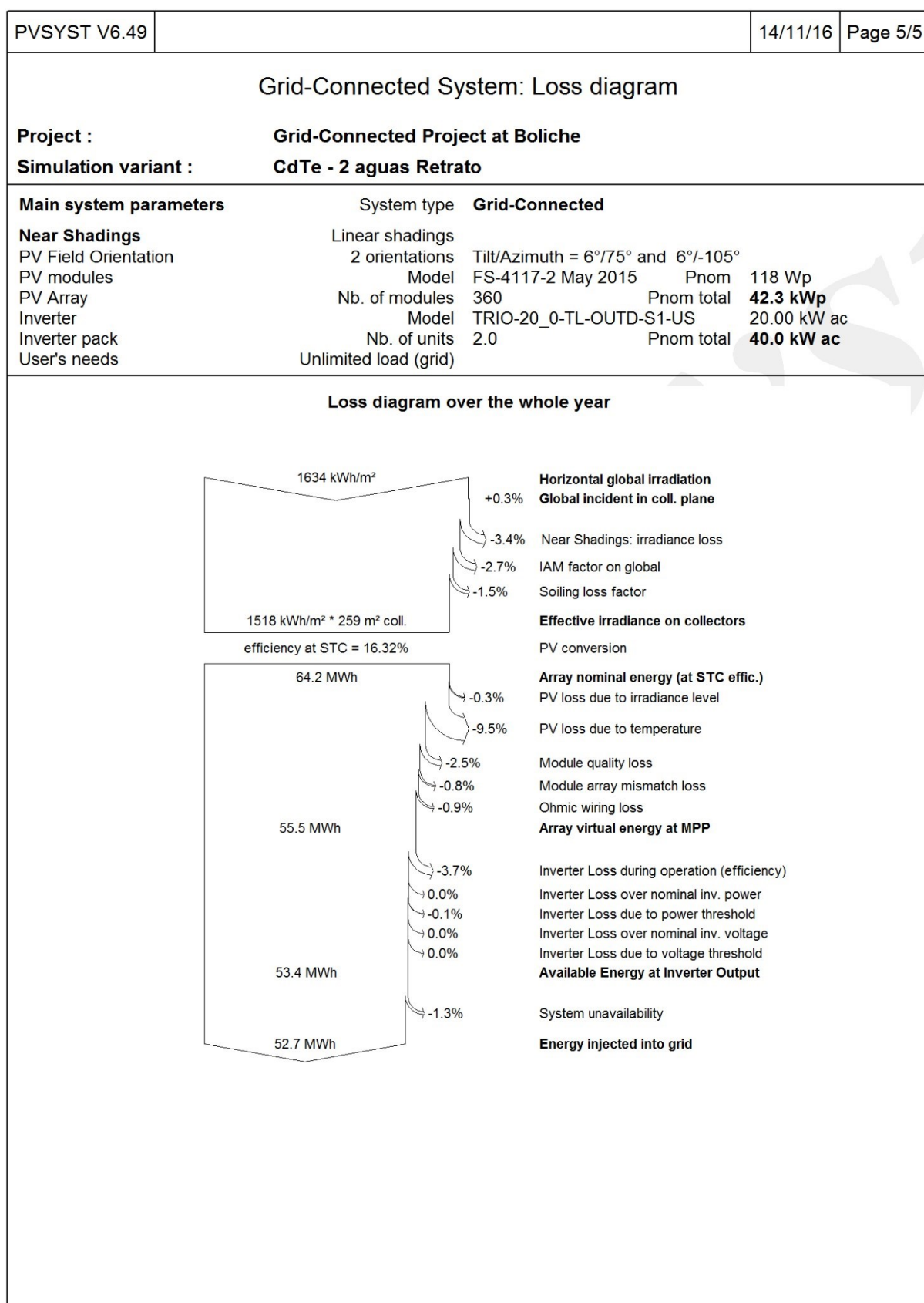
7.3 days, 3 periods

Unlimited load (grid)

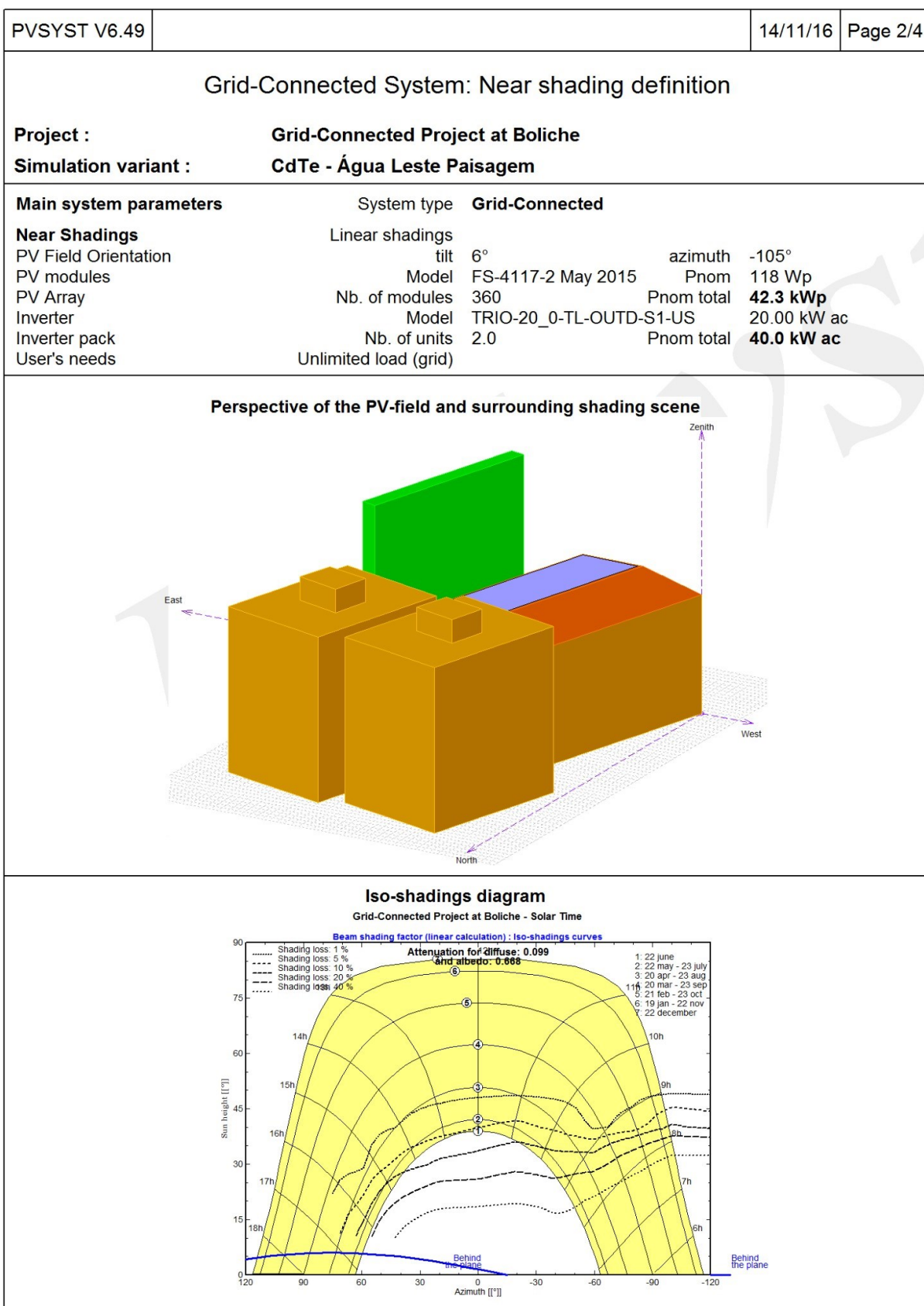
Time fraction 2.0 %

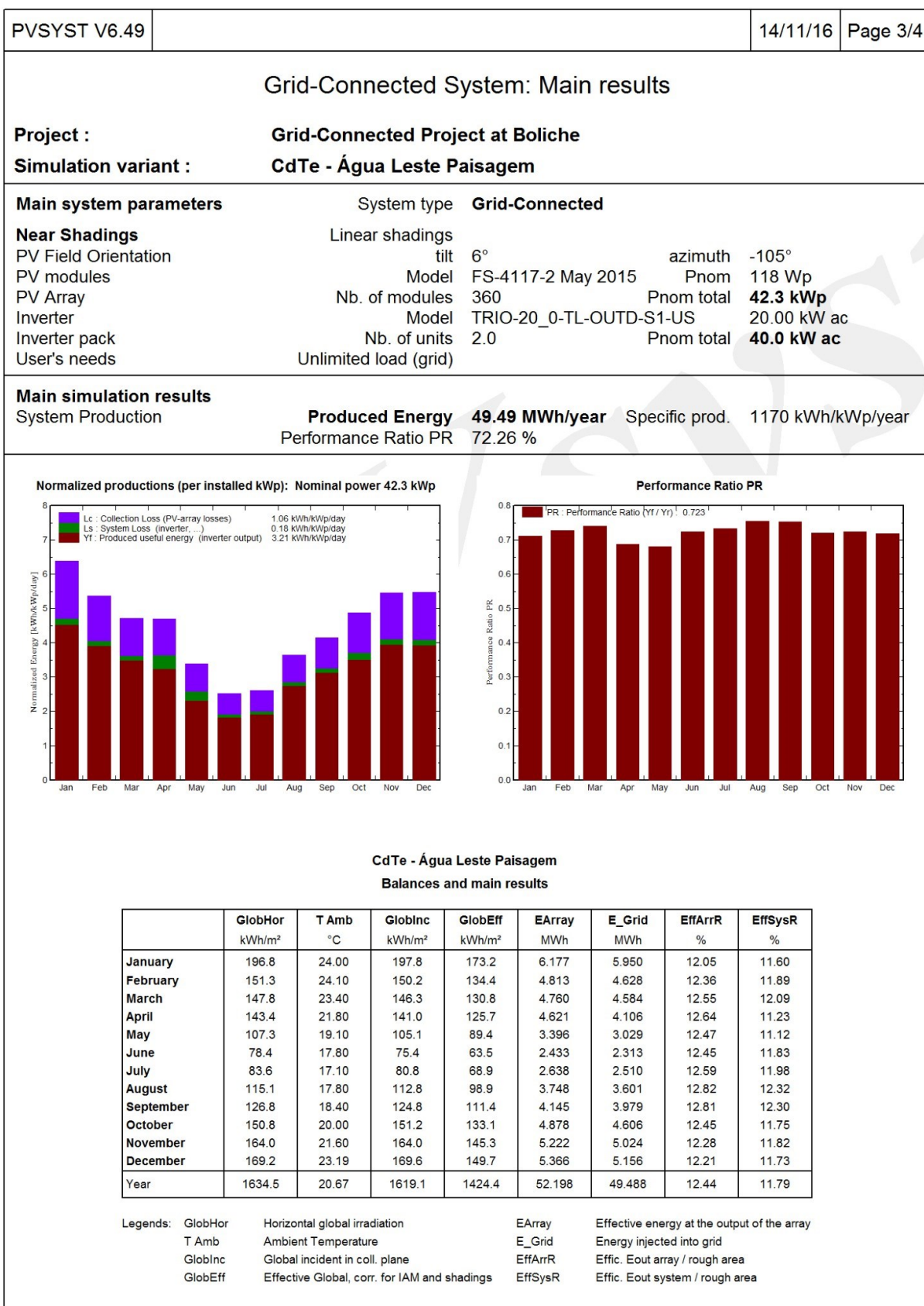


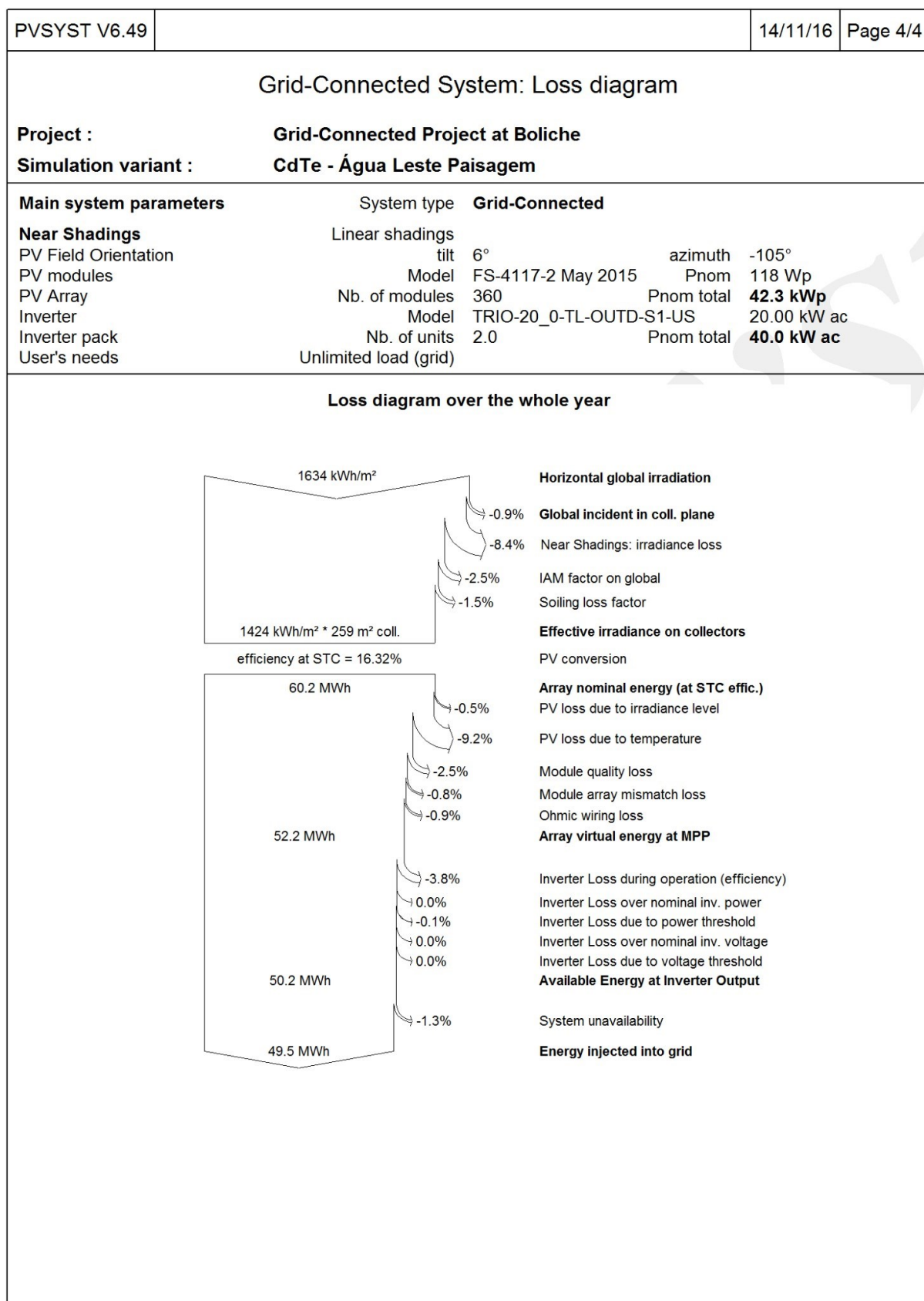




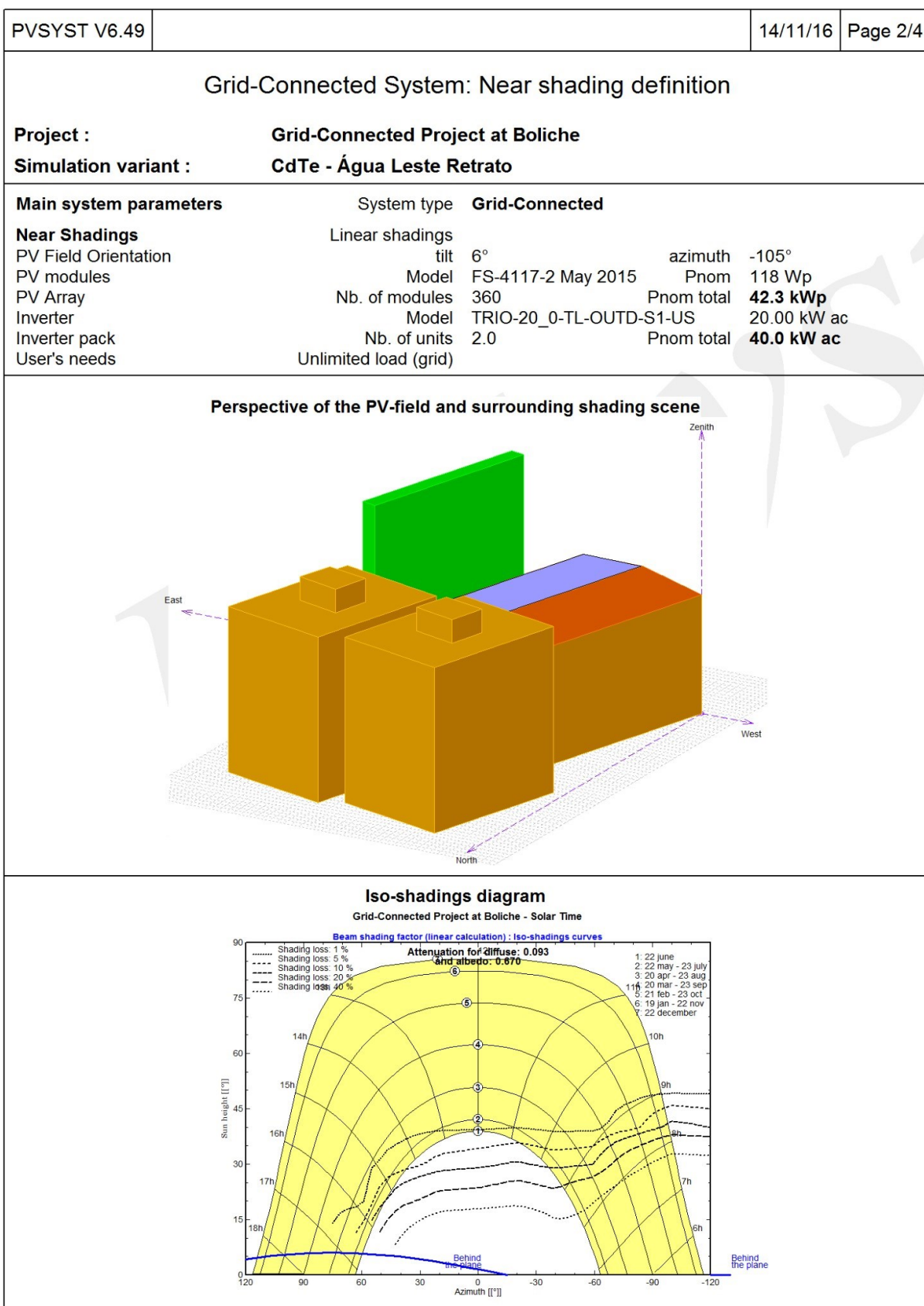
PVSYST V6.49					14/11/16	Page 1/4																			
Grid-Connected System: Simulation parameters																									
Project : Grid-Connected Project at Boliche																									
Geographical Site		Boliche		Country		Brazil																			
Situation		Latitude 27.60° S		Longitude		48.62° W																			
Time defined as		Legal Time		Time zone		UT-3																			
		Albedo		Altitude		15 m																			
Meteo data:		Boliche		SWERA - Synthetic																					
Simulation variant : CdTe - Água Leste Paisagem																									
Simulation date 14/11/16 14h45																									
Simulation parameters																									
Collector Plane Orientation		Tilt 6°		Azimuth		-105°																			
Models used		Transposition Perez		Diffuse		Perez, Meteonorm																			
Horizon		Free Horizon																							
Near Shadings		Linear shadings																							
PV Array Characteristics																									
PV module		CdTe	Model	FS-4117-2 May 2015																					
Custom parameters definition		Manufacturer		First Solar																					
Number of PV modules		In series		8 modules																					
Total number of PV modules		Nb. modules		360																					
Array global power		Nominal (STC)		42.3 kWp																					
Array operating characteristics (50°C)		U mpp		513 V																					
Total area		Module area		259 m²																					
				In parallel	45 strings																				
				Unit Nom. Power	117.5 Wp																				
				At operating cond.	38.7 kWp (50°C)																				
				I mpp	75 A																				
				Cell area	243 m²																				
Inverter																									
Original PVSyst database		Model		TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US																					
Characteristics		Manufacturer		ABB																					
		Operating Voltage		200-950 V		Unit Nom. Power 20.0 kWac																			
Inverter pack		Nb. of inverters		2 units		Total Power 40 kWac																			
PV Array loss factors																									
Array Soiling Losses				Loss Fraction		1.5 %																			
Thermal Loss factor		Uc (const) 15.0 W/m²K		Uv (wind)		0.0 W/m²K / m/s																			
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 111 mOhm		Loss Fraction		1.5 % at STC																			
Module Quality Loss				Loss Fraction		2.5 %																			
Module Mismatch Losses				Loss Fraction		0.8 % at MPP																			
Incidence effect, user defined profile		<table border="1"> <tr> <td>0°</td> <td>30°</td> <td>50°</td> <td>60°</td> <td>65°</td> <td>70°</td> <td>75°</td> <td>80°</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>0.99</td> <td>0.96</td> <td>0.94</td> <td>0.89</td> <td>0.82</td> <td>0.69</td> <td>0.00</td> </tr> </table>						0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°	1.00	1.00	0.99	0.96	0.94	0.89	0.82	0.69	0.00
0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°																	
1.00	1.00	0.99	0.96	0.94	0.89	0.82	0.69	0.00																	
Unavailability of the system		7.3 days, 3 periods		Time fraction		2.0 %																			
User's needs :		Unlimited load (grid)																							

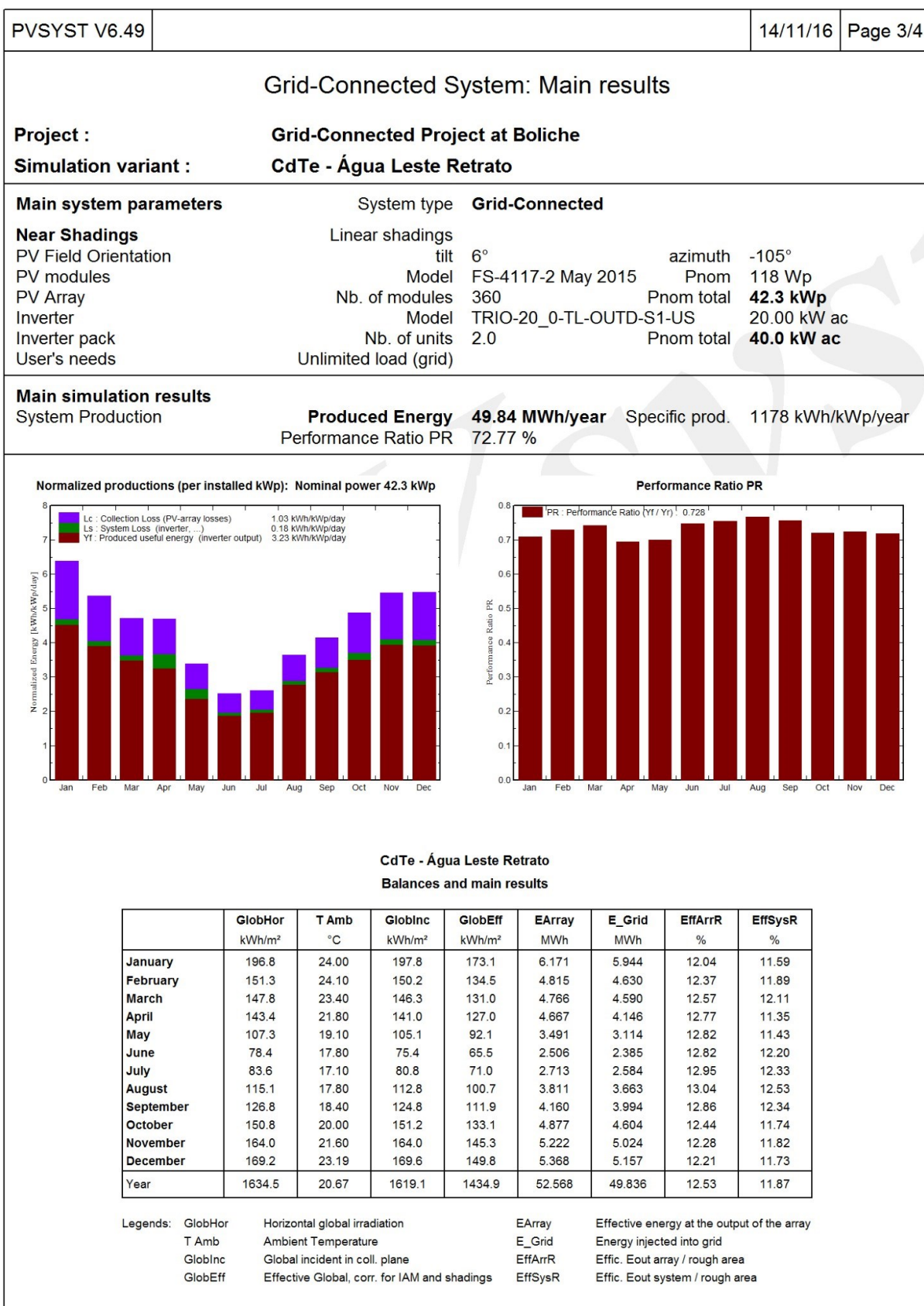


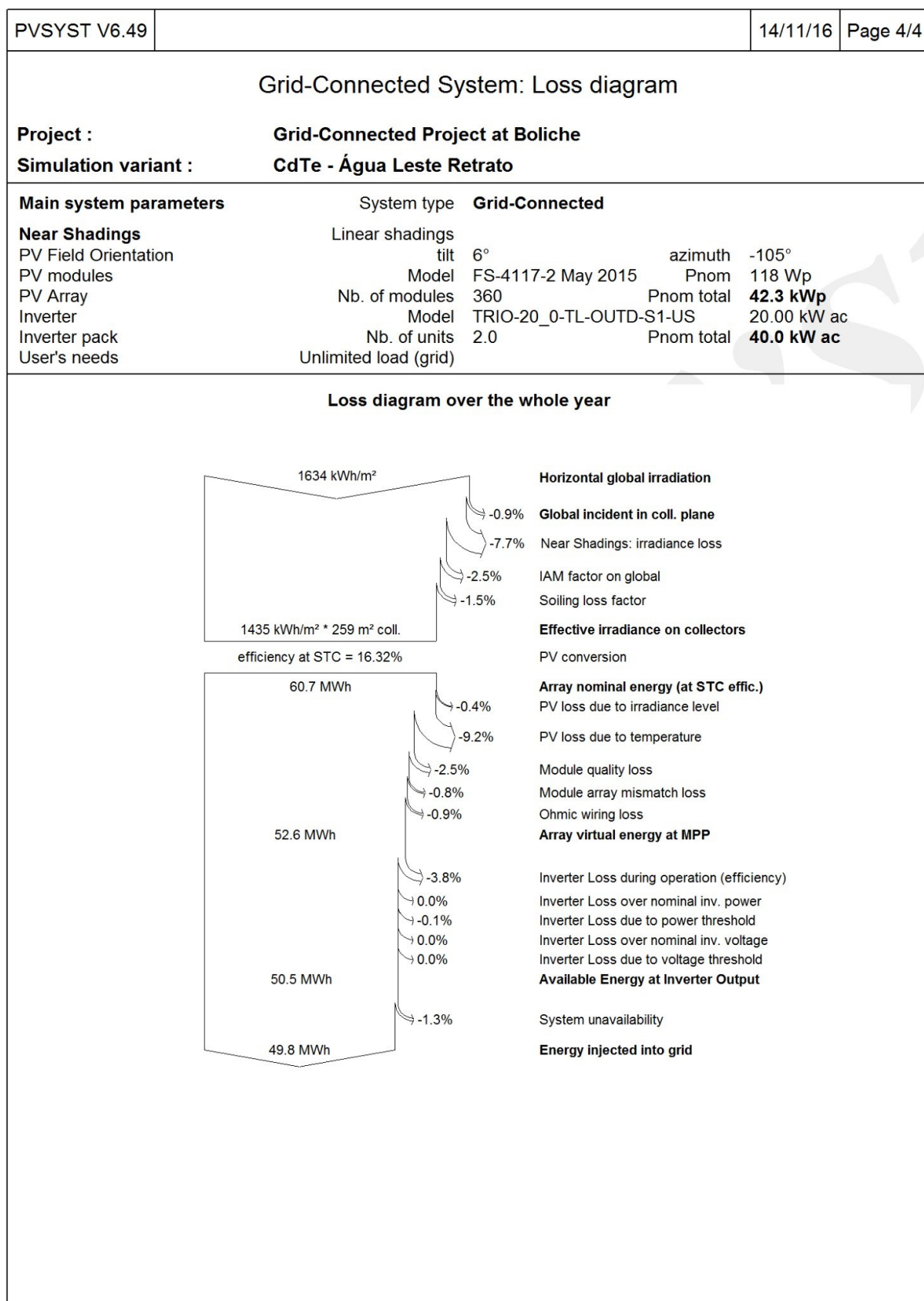




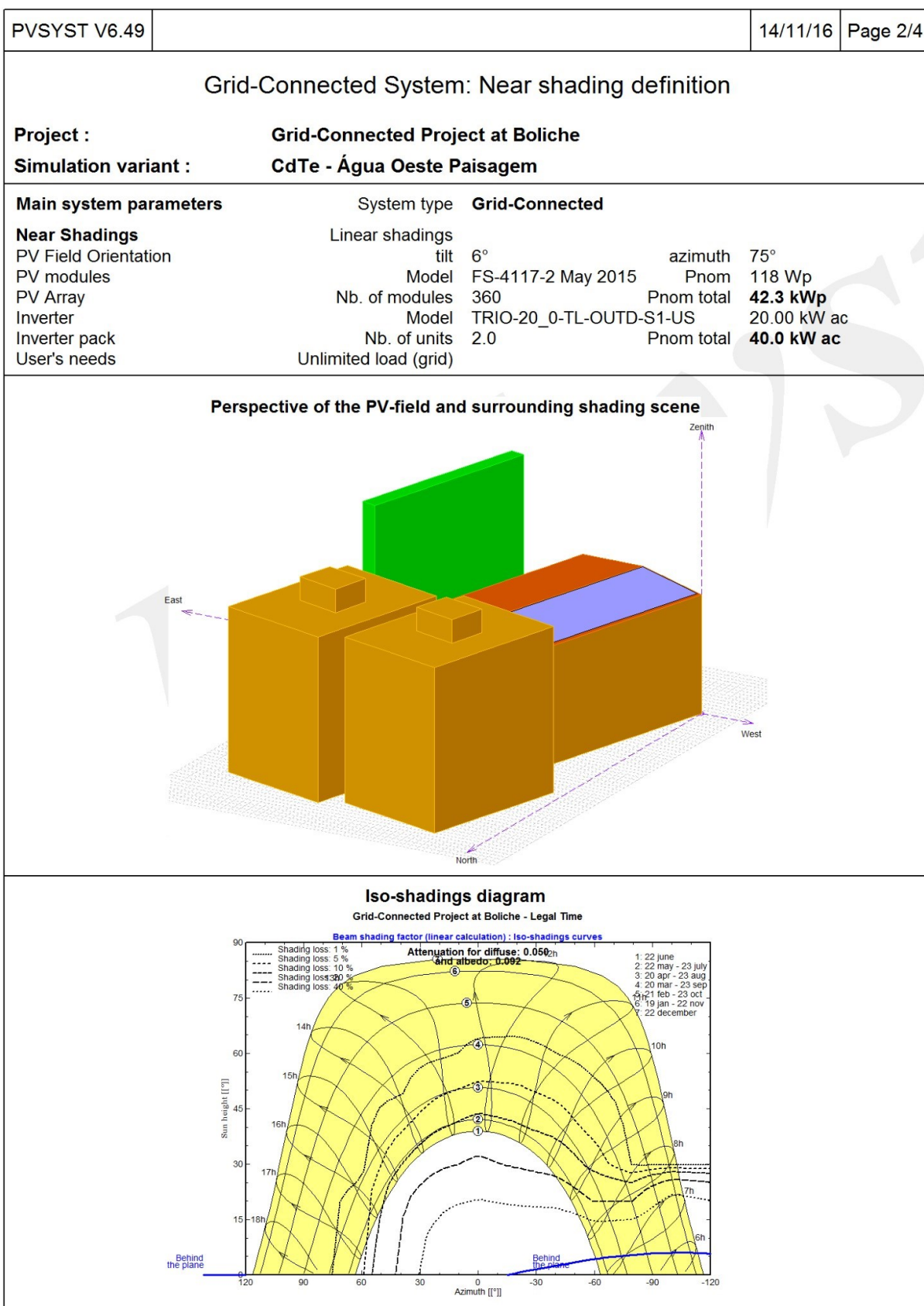
PVSYST V6.49					14/11/16	Page 1/4																			
Grid-Connected System: Simulation parameters																									
Project : Grid-Connected Project at Boliche																									
Geographical Site		Boliche		Country Brazil																					
Situation		Latitude 27.60° S		Longitude 48.62° W																					
Time defined as		Legal Time		Time zone UT-3																					
		Albedo 0.20		Altitude 15 m																					
Meteo data:		Boliche SWERA - Synthetic																							
Simulation variant : CdTe - Água Leste Retrato																									
Simulation date 14/11/16 14h48																									
Simulation parameters																									
Collector Plane Orientation		Tilt 6°		Azimuth -105°																					
Models used		Transposition Perez		Diffuse Perez, Meteonorm																					
Horizon		Free Horizon																							
Near Shadings		Linear shadings																							
PV Array Characteristics																									
PV module		CdTe	Model	FS-4117-2 May 2015																					
Custom parameters definition		Manufacturer		First Solar																					
Number of PV modules		In series		8 modules																					
Total number of PV modules		Nb. modules		360																					
Array global power		Nominal (STC)		42.3 kWp																					
Array operating characteristics (50°C)		U mpp		513 V																					
Total area		Module area		259 m²																					
				In parallel	45 strings																				
				Unit Nom. Power	117.5 Wp																				
				At operating cond.	38.7 kWp (50°C)																				
				I mpp	75 A																				
				Cell area	243 m²																				
Inverter																									
Original PVsyst database		Model		TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US																					
Characteristics		Manufacturer		ABB																					
		Operating Voltage		200-950 V																					
				Unit Nom. Power	20.0 kWac																				
Inverter pack		Nb. of inverters		2 units																					
				Total Power	40 kWac																				
PV Array loss factors																									
Array Soiling Losses				Loss Fraction 1.5 %																					
Thermal Loss factor		Uc (const) 15.0 W/m²K		Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s																					
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 111 mOhm		Loss Fraction 1.5 % at STC																					
Module Quality Loss				Loss Fraction 2.5 %																					
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 0.8 % at MPP																					
Incidence effect, user defined profile		<table border="1"> <tr> <td>0°</td> <td>30°</td> <td>50°</td> <td>60°</td> <td>65°</td> <td>70°</td> <td>75°</td> <td>80°</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>0.99</td> <td>0.96</td> <td>0.94</td> <td>0.89</td> <td>0.82</td> <td>0.69</td> <td>0.00</td> </tr> </table>						0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°	1.00	1.00	0.99	0.96	0.94	0.89	0.82	0.69	0.00
0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°																	
1.00	1.00	0.99	0.96	0.94	0.89	0.82	0.69	0.00																	
Unavailability of the system		7.3 days, 3 periods		Time fraction 2.0 %																					
User's needs :		Unlimited load (grid)																							

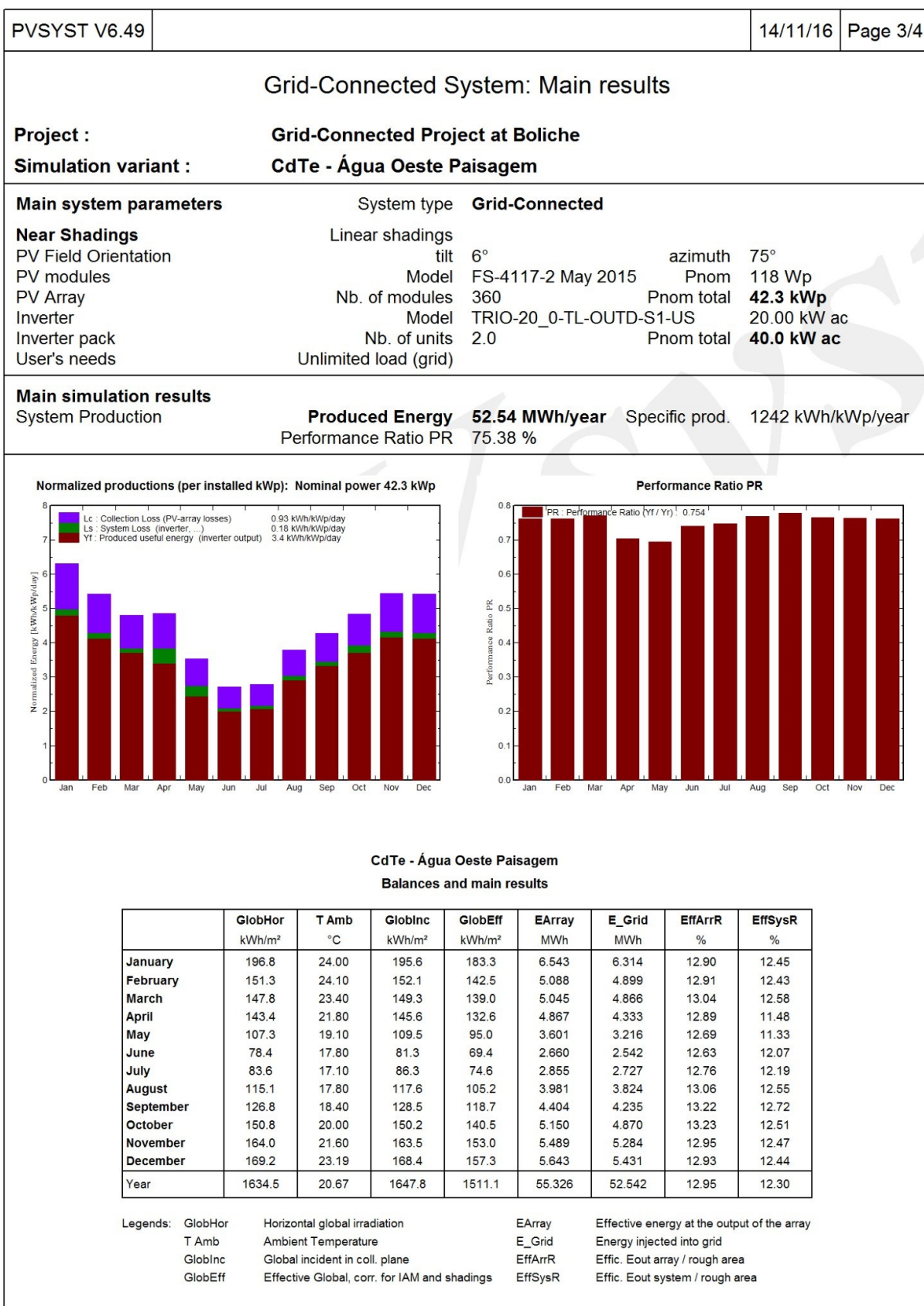


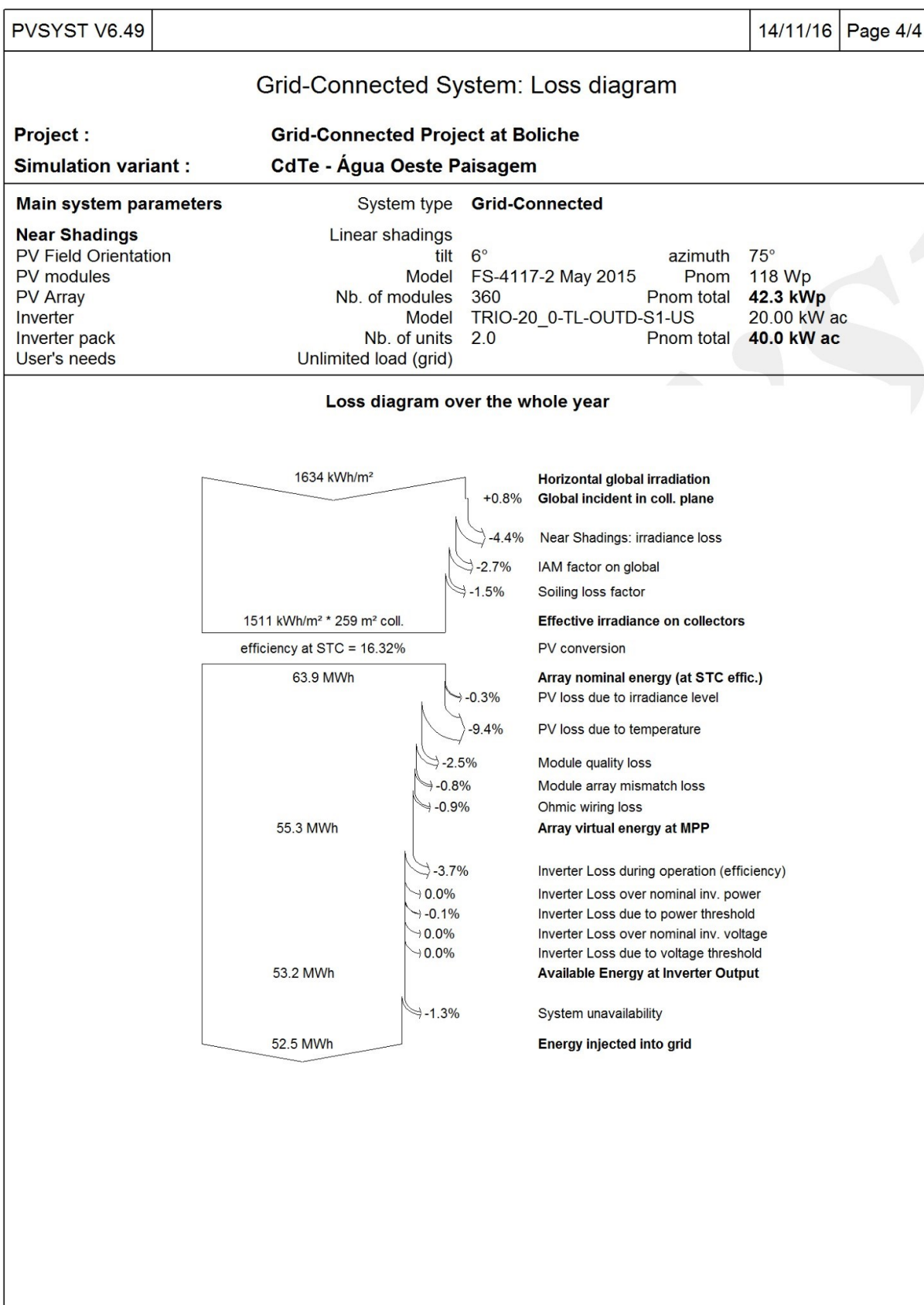




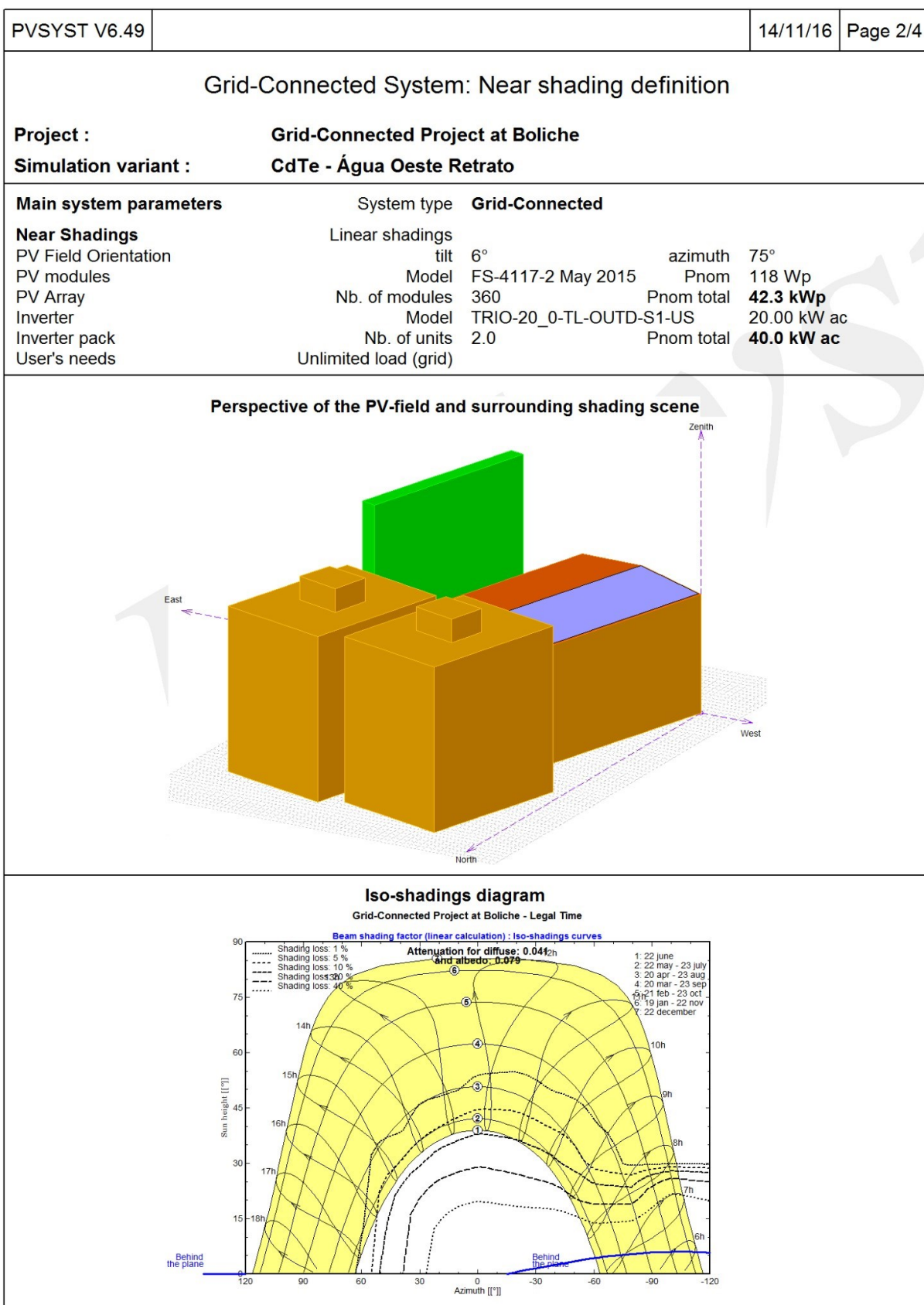
PVSYST V6.49					14/11/16	Page 1/4																		
Grid-Connected System: Simulation parameters																								
Project : Grid-Connected Project at Boliche																								
Geographical Site	Boliche			Country	Brazil																			
Situation	Latitude	27.60° S	Longitude	48.62° W																				
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	15 m																				
	Albedo	0.20																						
Meteo data:	Boliche	SWERA - Synthetic																						
Simulation variant : CdTe - Água Oeste Paisagem																								
	Simulation date	14/11/16 14h16																						
Simulation parameters																								
Collector Plane Orientation	Tilt	6°	Azimuth	75°																				
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm																				
Horizon	Free Horizon																							
Near Shadings	Linear shadings																							
PV Array Characteristics																								
PV module	CdTe	Model	FS-4117-2 May 2015																					
Original PVsyst database	Manufacturer	First Solar																						
Number of PV modules	In series	8 modules	In parallel	45 strings																				
Total number of PV modules	Nb. modules	360	Unit Nom. Power	117.5 Wp																				
Array global power	Nominal (STC)	42.3 kWp	At operating cond.	38.7 kWp (50°C)																				
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	512 V	I mpp	76 A																				
Total area	Module area	259 m²	Cell area	243 m²																				
Inverter																								
Original PVsyst database	Model	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US																						
Characteristics	Manufacturer	ABB																						
	Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power	20.0 kWac																				
Inverter pack	Nb. of inverters	2 units	Total Power	40 kWac																				
PV Array loss factors																								
Array Soiling Losses			Loss Fraction	1.5 %																				
Thermal Loss factor	Uc (const)	15.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s																				
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	111 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC																				
Module Quality Loss			Loss Fraction	2.5 %																				
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	0.8 % at MPP																				
Incidence effect, user defined profile	<table border="1"> <tr> <td>0°</td> <td>30°</td> <td>50°</td> <td>60°</td> <td>65°</td> <td>70°</td> <td>75°</td> <td>80°</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>0.99</td> <td>0.96</td> <td>0.94</td> <td>0.89</td> <td>0.82</td> <td>0.69</td> <td>0.00</td> </tr> </table>						0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°	1.00	1.00	0.99	0.96	0.94	0.89	0.82	0.69	0.00
0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°																
1.00	1.00	0.99	0.96	0.94	0.89	0.82	0.69	0.00																
Unavailability of the system	7.3 days, 3 periods		Time fraction	2.0 %																				
User's needs :	Unlimited load (grid)																							

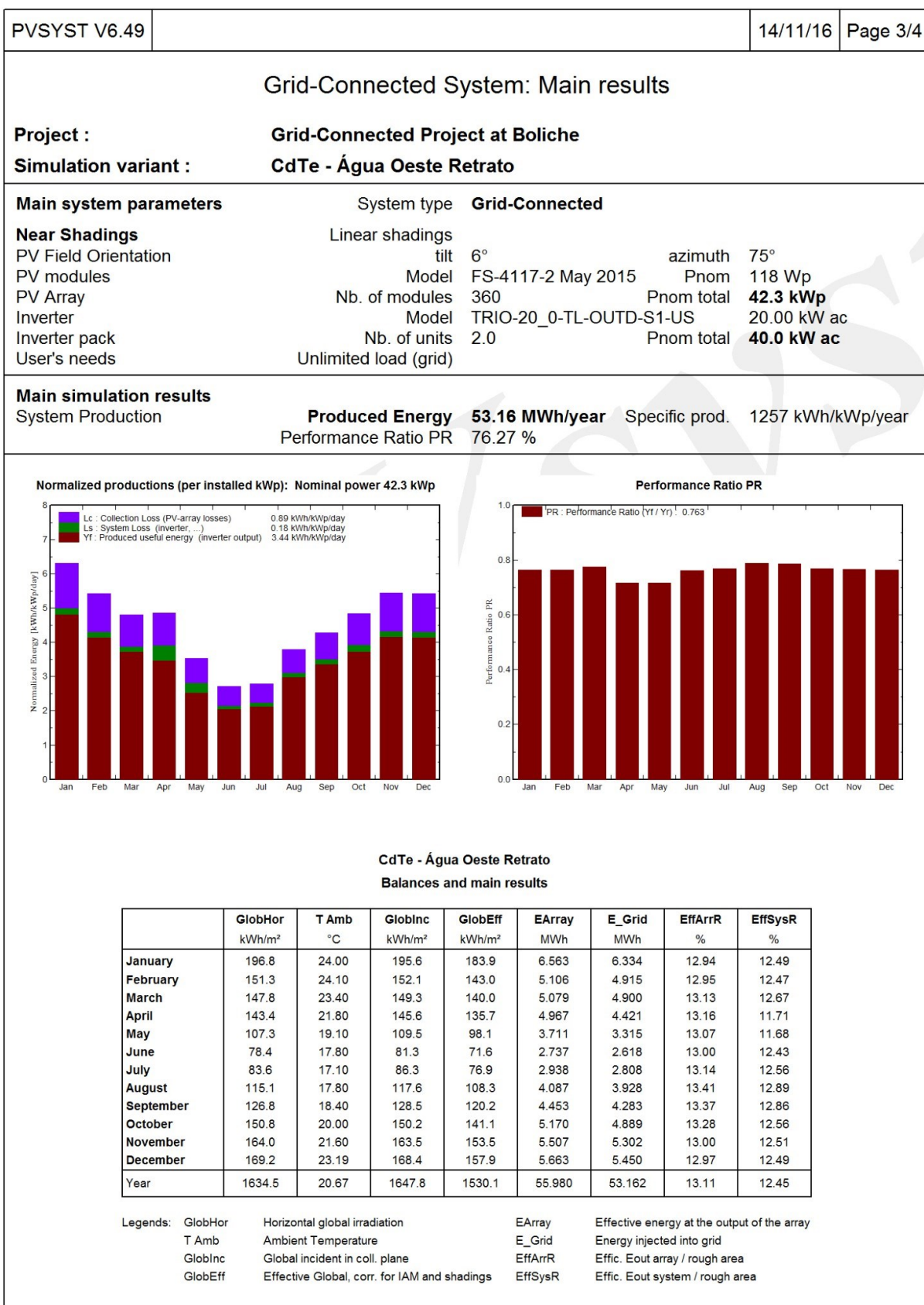


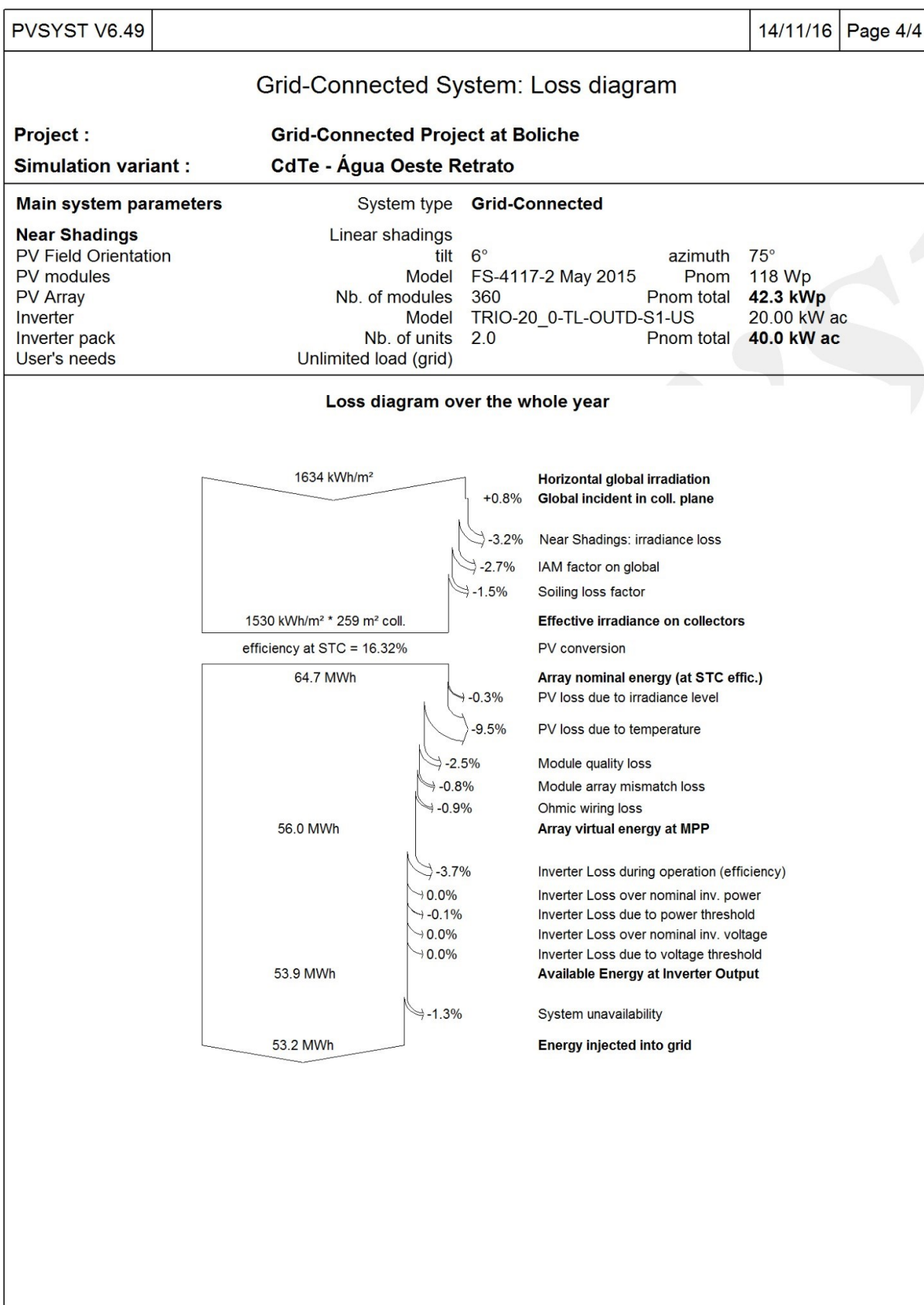




PVSYST V6.49					14/11/16	Page 1/4																			
Grid-Connected System: Simulation parameters																									
Project : Grid-Connected Project at Boliche																									
Geographical Site		Boliche		Country Brazil																					
Situation		Latitude 27.60° S		Longitude 48.62° W																					
Time defined as		Legal Time		Time zone UT-3																					
		Albedo 0.20		Altitude 15 m																					
Meteo data:		Boliche SWERA - Synthetic																							
Simulation variant : CdTe - Água Oeste Retrato																									
Simulation date 14/11/16 14h21																									
Simulation parameters																									
Collector Plane Orientation		Tilt 6°		Azimuth 75°																					
Models used		Transposition Perez		Diffuse Perez, Meteonorm																					
Horizon		Free Horizon																							
Near Shadings		Linear shadings																							
PV Array Characteristics																									
PV module		CdTe	Model	FS-4117-2 May 2015																					
Original PVsyst database		Manufacturer		First Solar																					
Number of PV modules		In series		8 modules																					
Total number of PV modules		Nb. modules		360																					
Array global power		Nominal (STC)		42.3 kWp																					
Array operating characteristics (50°C)		U mpp		512 V																					
Total area		Module area		259 m²																					
				In parallel	45 strings																				
				Unit Nom. Power	117.5 Wp																				
				At operating cond.	38.7 kWp (50°C)																				
				I mpp	76 A																				
				Cell area	243 m²																				
Inverter																									
Original PVsyst database		Model		TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US																					
Characteristics		Manufacturer		ABB																					
		Operating Voltage		200-950 V																					
				Unit Nom. Power	20.0 kWac																				
Inverter pack		Nb. of inverters		2 units																					
				Total Power	40 kWac																				
PV Array loss factors																									
Array Soiling Losses				Loss Fraction 1.5 %																					
Thermal Loss factor		Uc (const) 15.0 W/m²K		Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s																					
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 111 mOhm		Loss Fraction 1.5 % at STC																					
Module Quality Loss				Loss Fraction 2.5 %																					
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 0.8 % at MPP																					
Incidence effect, user defined profile		<table border="1"> <tr> <td>0°</td> <td>30°</td> <td>50°</td> <td>60°</td> <td>65°</td> <td>70°</td> <td>75°</td> <td>80°</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>0.99</td> <td>0.96</td> <td>0.94</td> <td>0.89</td> <td>0.82</td> <td>0.69</td> <td>0.00</td> </tr> </table>						0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°	1.00	1.00	0.99	0.96	0.94	0.89	0.82	0.69	0.00
0°	30°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	90°																	
1.00	1.00	0.99	0.96	0.94	0.89	0.82	0.69	0.00																	
Unavailability of the system		7.3 days, 3 periods			Time fraction 2.0 %																				
User's needs :		Unlimited load (grid)																							







APÊNDICE B – SIMULAÇÕES PVSYST p-Si

PVSYST V6.49				14/11/16	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Grid-Connected Project at Boliche			
Geographical Site		Boliche	Country	Brazil	
Situation		Latitude	27.60° S	Longitude	48.62° W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	15 m
Meteo data:		Albedo	0.20		
		Boliche	SWERA - Synthetic		
Simulation variant :		p-Si 2 Águas Paisagem			
		Simulation date	14/11/16 16h14		
Simulation parameters					
2 orientations		Tilts/Azimuths	6°/75° and 6°/-105°		
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)		
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		Si-poly	Model	CS6K - 265P-FG	
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Sub-array "Sub-array #1"		Orientation	#1	Tilt/Azimuth	6°/75°
Number of PV modules		In series	21 modules	In parallel	4 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	84	Unit Nom. Power	265 Wp
Array global power		Nominal (STC)	22.26 kWp	At operating cond.	19.96 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	573 V	I mpp	35 A
Sub-array "Sub-array #2"		Orientation	#2	Tilt/Azimuth	6°/-105°
Number of PV modules		In series	19 modules	In parallel	4 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	76	Unit Nom. Power	265 Wp
Array global power		Nominal (STC)	20.14 kWp	At operating cond.	18.06 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	518 V	I mpp	35 A
Total Arrays global power		Nominal (STC)	42 kWp	Total	160 modules
		Module area	262 m²	Cell area	234 m²
Inverter		Model	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US		
Original PVsyst database		Manufacturer	ABB		
Characteristics		Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power	20.0 kWac
Sub-array "Sub-array #1"		Nb. of inverters	2 * MPPT 50 %	Total Power	20 kWac
Sub-array "Sub-array #2"		Nb. of inverters	2 * MPPT 50 %	Total Power	20 kWac
Total		Nb. of inverters	2	Total Power	40 kWac
PV Array loss factors					
Array Soiling Losses			Loss Fraction	1.5 %	
Thermal Loss factor		Uc (const)	15.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s

PVSYST V6.49		14/11/16	Page 2/5
--------------	--	----------	----------

Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)

Wiring Ohmic Loss

Module Quality Loss

Module Mismatch Losses

Incidence effect, user defined profile

Array#1 278 mOhm

Array#2 251 mOhm

Global

Loss Fraction 1.5 % at STC

Loss Fraction 1.5 % at STC

Loss Fraction 1.5 % at STC

Loss Fraction -0.5 %

Loss Fraction 1.0 % at MPP

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00

Unavailability of the system

User's needs :

7.3 days, 3 periods

Unlimited load (grid)

Time fraction 2.0 %

PVSYST V6.49	14/11/16	Page 3/5
--------------	----------	----------

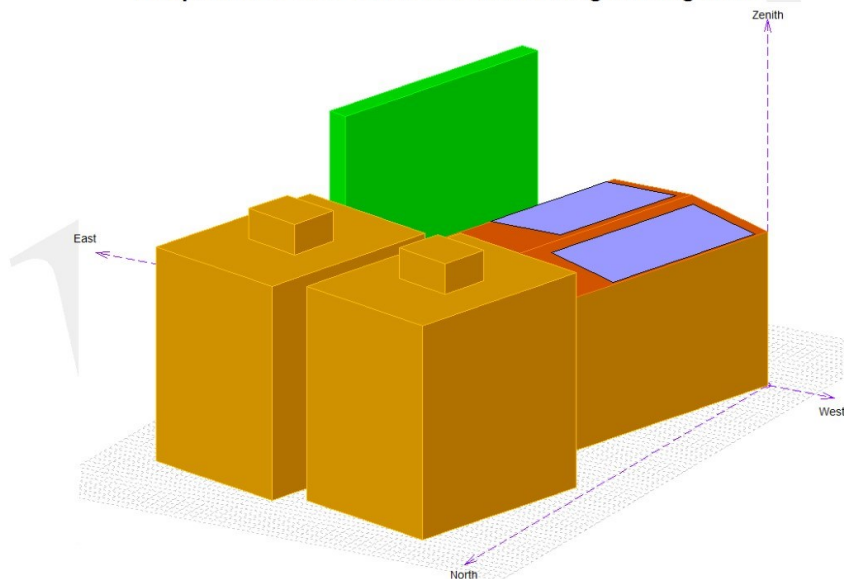
Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Grid-Connected Project at Boliche

Simulation variant : p-Si 2 Águas Paisagem

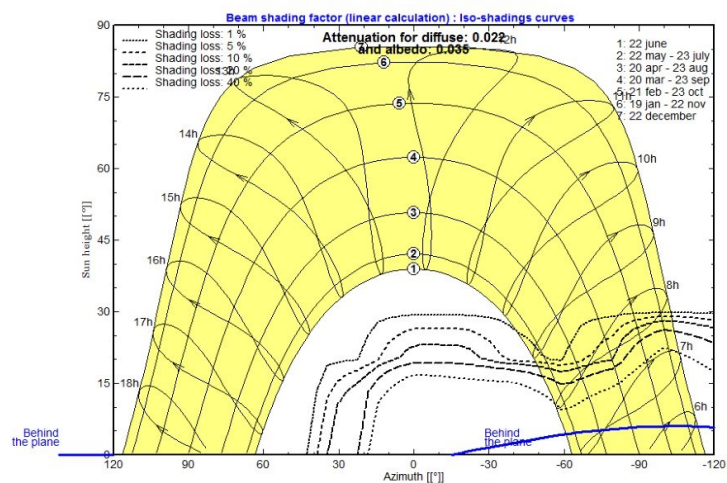
Main system parameters	System type	Grid-Connected
Near Shadings	Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)
PV Field Orientation	2 orientations	Tilt/Azimuth = 6°/75° and 6°/-105°
PV modules	Model	CS6K - 265P-FG Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	160 Pnom total 42.4 kWp
Inverter	Model	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US 20.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0 Pnom total 40.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

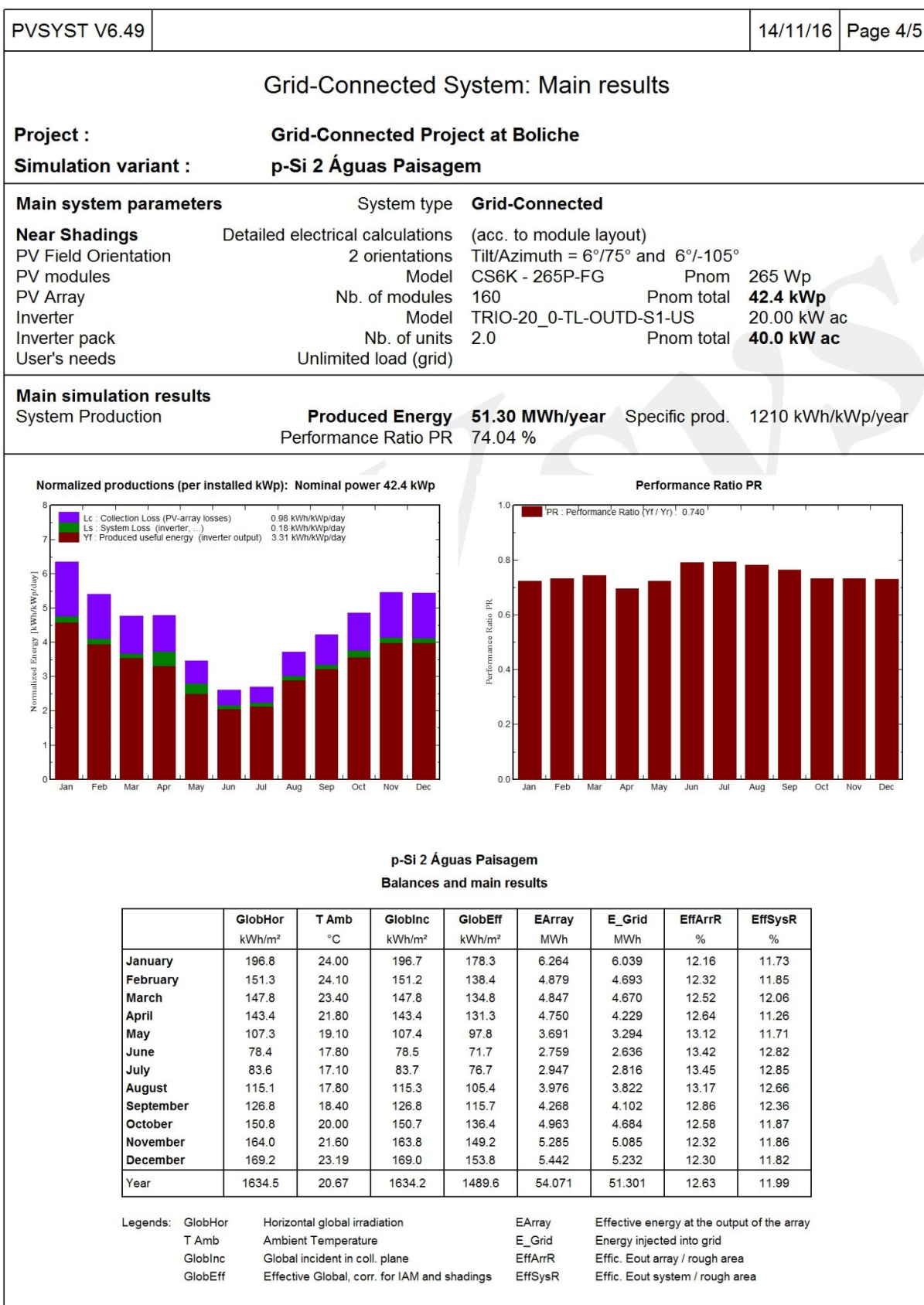
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene

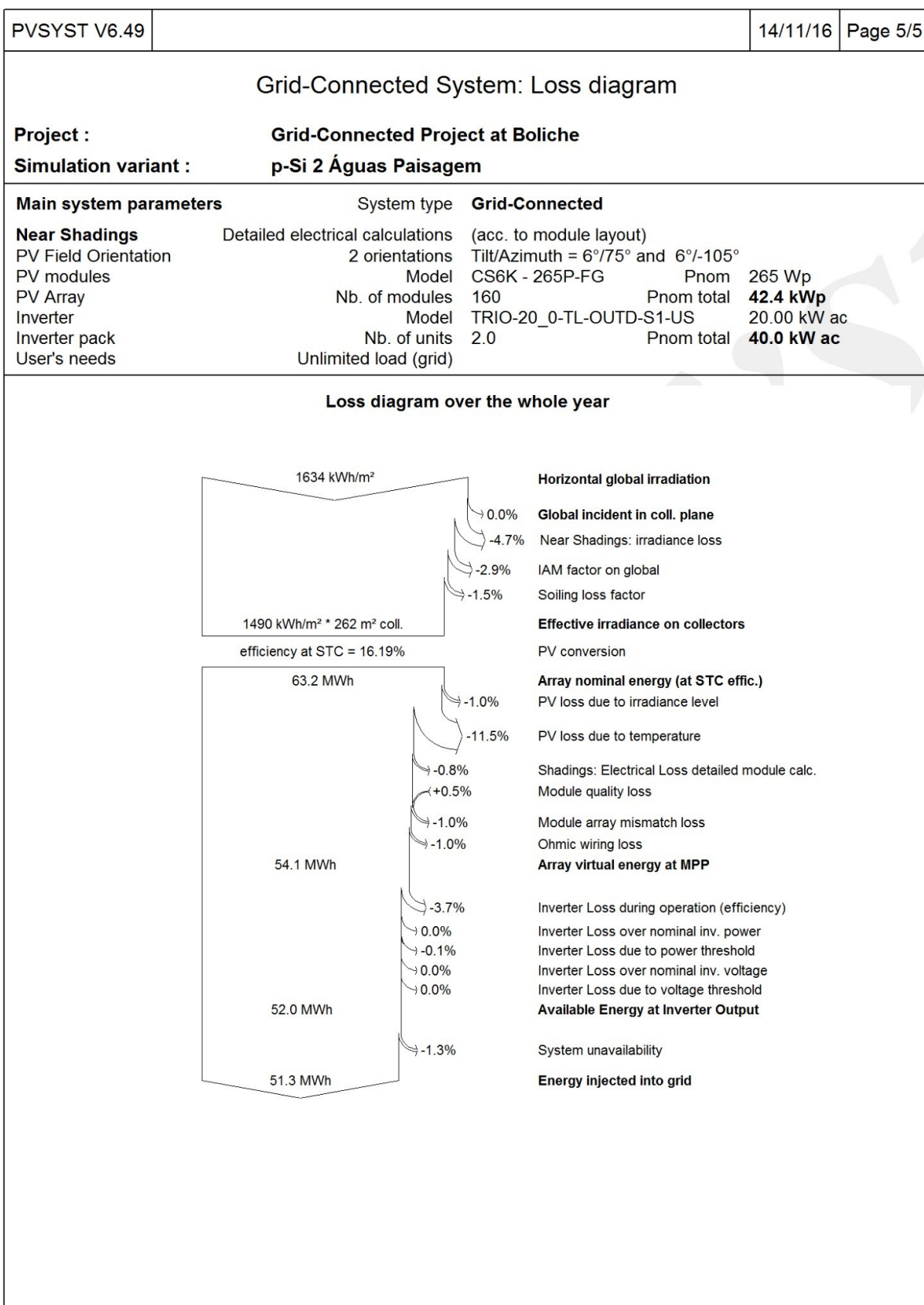


Iso-shadings diagram

Grid-Connected Project at Boliche - Legal Time







PVSYST V6.49		14/11/16		Page 1/5	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Grid-Connected Project at Boliche			
Geographical Site		Boliche	Country	Brazil	
Situation		Latitude	27.60° S	Longitude	48.62° W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	15 m
		Albedo	0.20		
Meteo data:		Boliche	SWERA - Synthetic		
Simulation variant :		p-Si 2 Águas Retrato			
		Simulation date	14/11/16 15h58		
Simulation parameters					
2 orientations		Tilts/Azimuths	6°/75° and 6°/-105°		
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)		
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		Si-poly	Model	CS6K - 265P-FG	
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Sub-array "Sub-array #1"		Orientation	#1	Tilt/Azimuth	6°/75°
Number of PV modules		In series	21 modules	In parallel	4 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	84	Unit Nom. Power	265 Wp
Array global power		Nominal (STC)	22.26 kWp	At operating cond.	19.96 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	573 V	I mpp	35 A
Sub-array "Sub-array #2"		Orientation	#2	Tilt/Azimuth	6°/-105°
Number of PV modules		In series	19 modules	In parallel	4 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	76	Unit Nom. Power	265 Wp
Array global power		Nominal (STC)	20.14 kWp	At operating cond.	18.06 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	518 V	I mpp	35 A
Total Arrays global power		Nominal (STC)	42 kWp	Total	160 modules
		Module area	262 m²	Cell area	234 m²
Inverter					
Original PVsyst database		Model	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US		
Characteristics		Manufacturer	ABB		
		Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power	20.0 kWac
Sub-array "Sub-array #1"		Nb. of inverters	2 * MPPT 50 %	Total Power	20 kWac
Sub-array "Sub-array #2"		Nb. of inverters	2 * MPPT 50 %	Total Power	20 kWac
Total		Nb. of inverters	2	Total Power	40 kWac
PV Array loss factors					
Array Soiling Losses				Loss Fraction	1.5 %
Thermal Loss factor		Uc (const)	15.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s

PVSYST V6.49		14/11/16	Page 2/5
--------------	--	----------	----------

Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)

Wiring Ohmic Loss

Module Quality Loss

Module Mismatch Losses

Incidence effect, user defined profile

Array#1 278 mOhm

Array#2 251 mOhm

Global

Loss Fraction 1.5 % at STC

Loss Fraction 1.5 % at STC

Loss Fraction 1.5 % at STC

Loss Fraction -0.5 %

Loss Fraction 1.0 % at MPP

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00

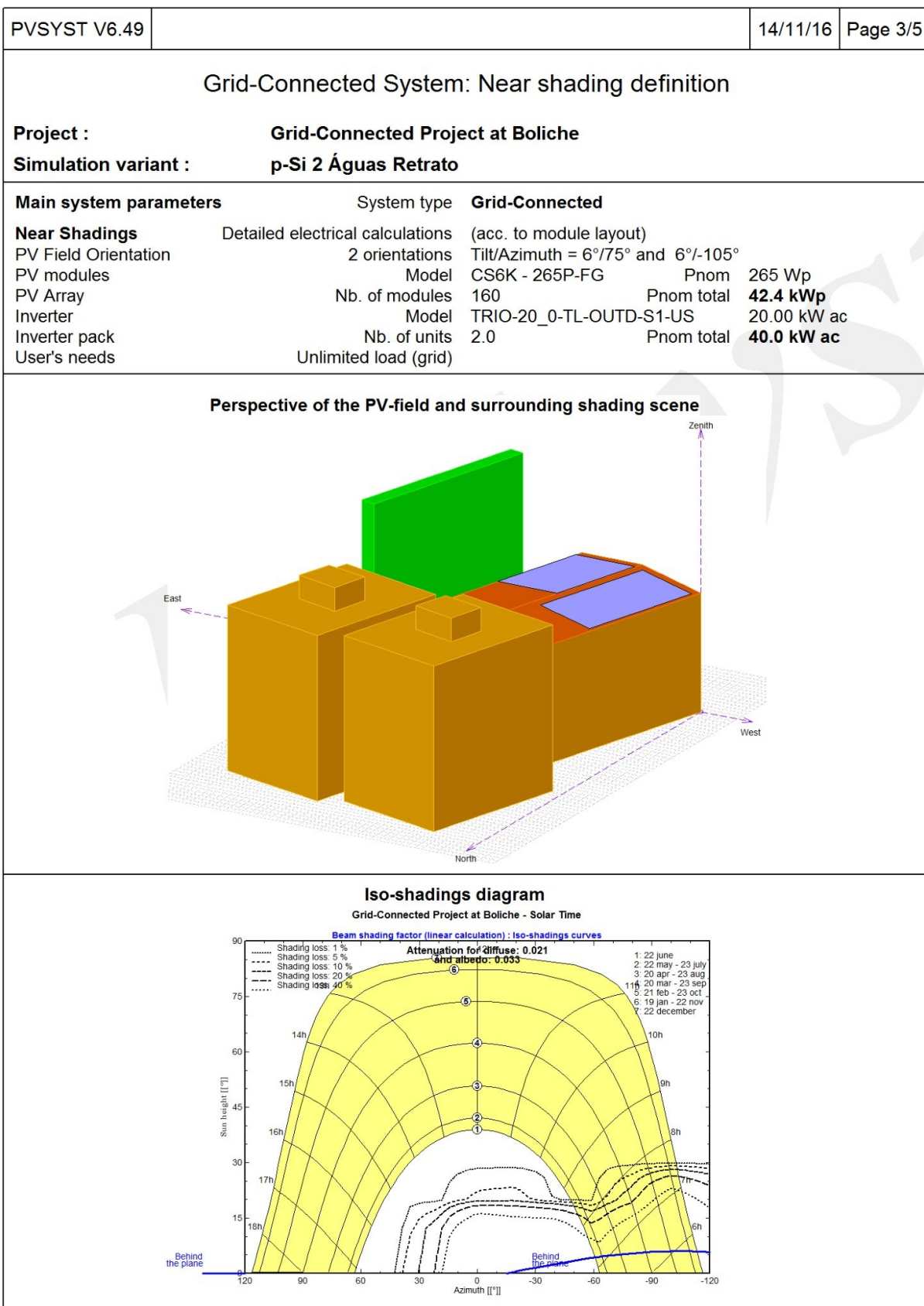
Unavailability of the system

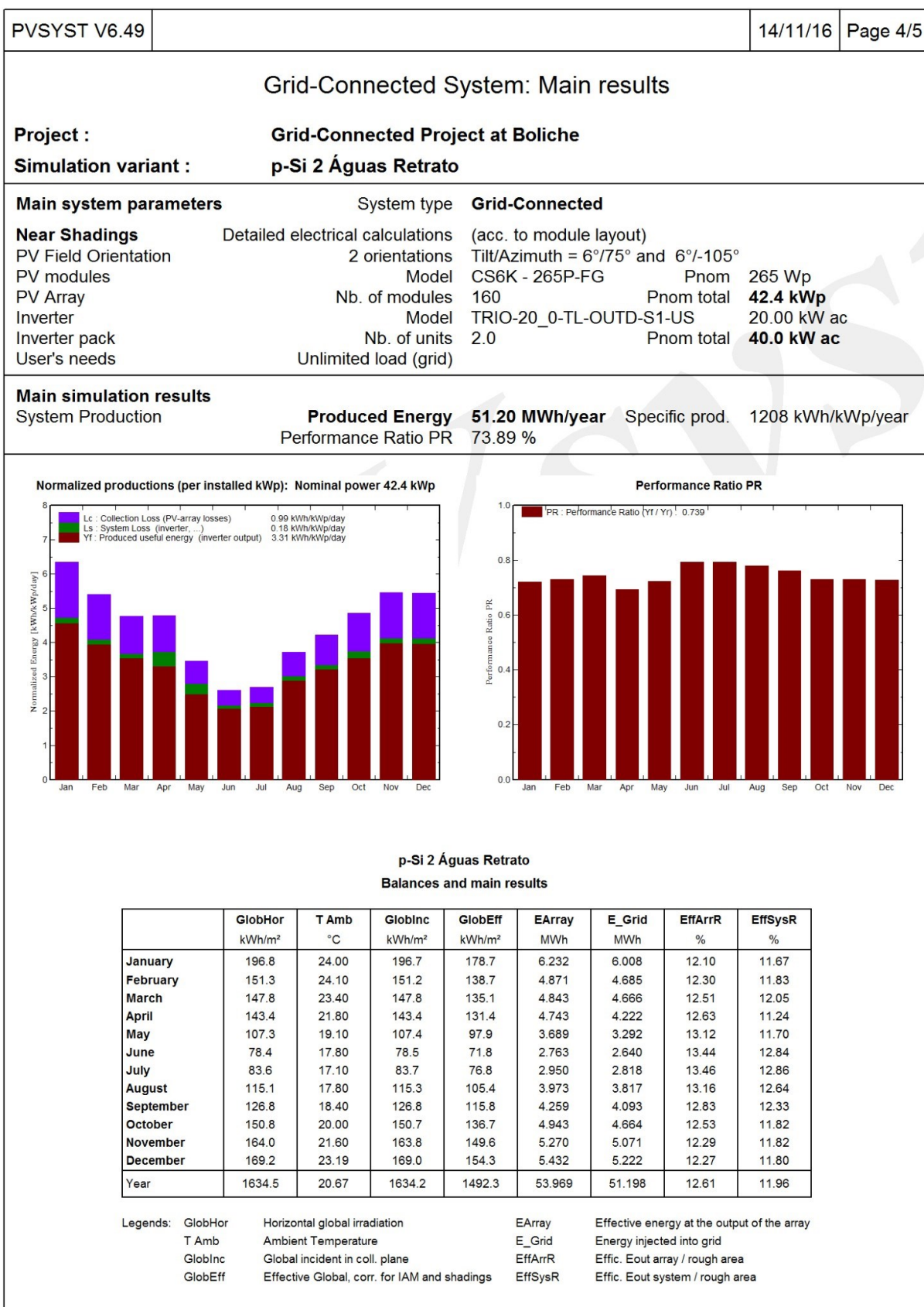
User's needs :

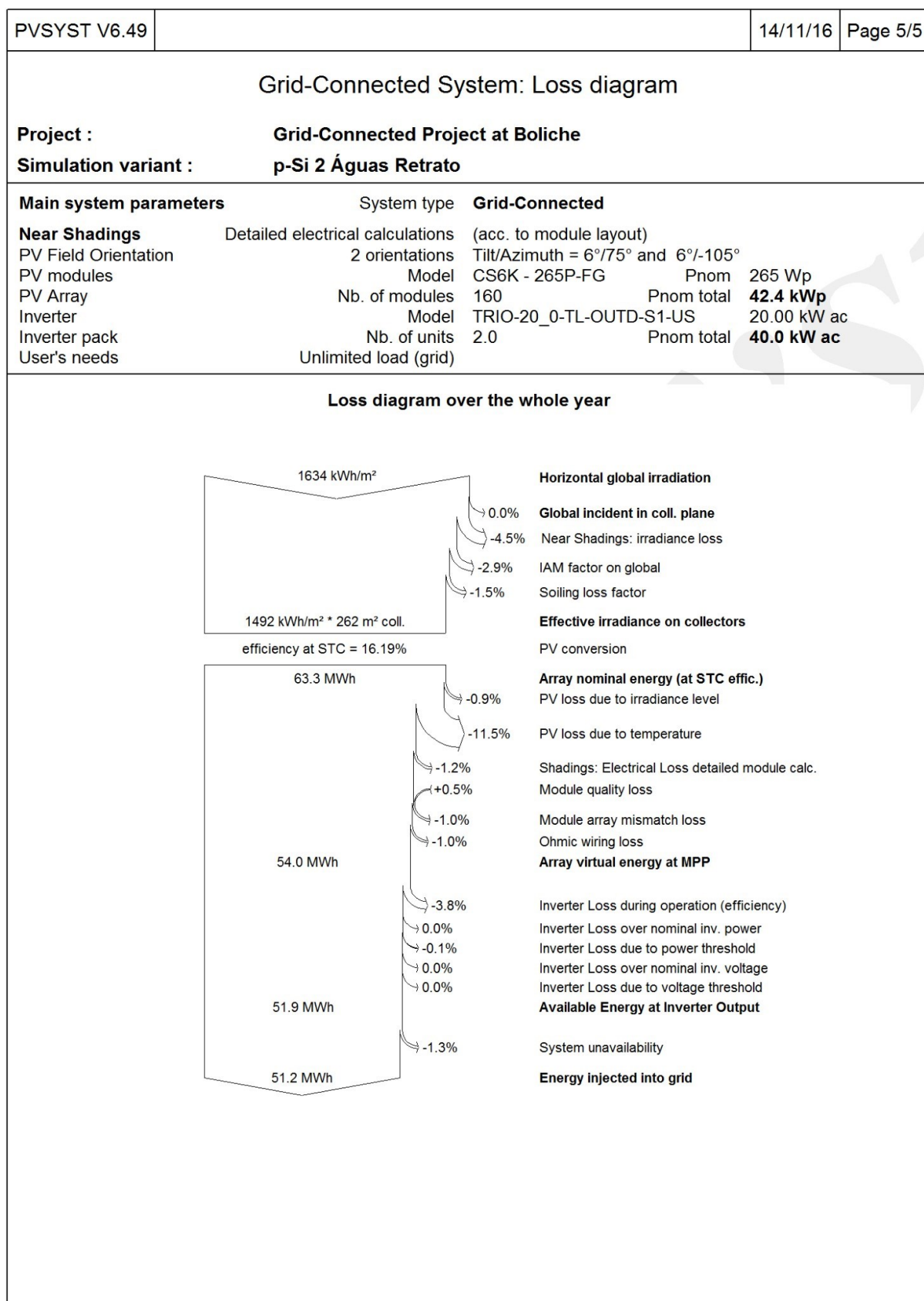
7.3 days, 3 periods

Unlimited load (grid)

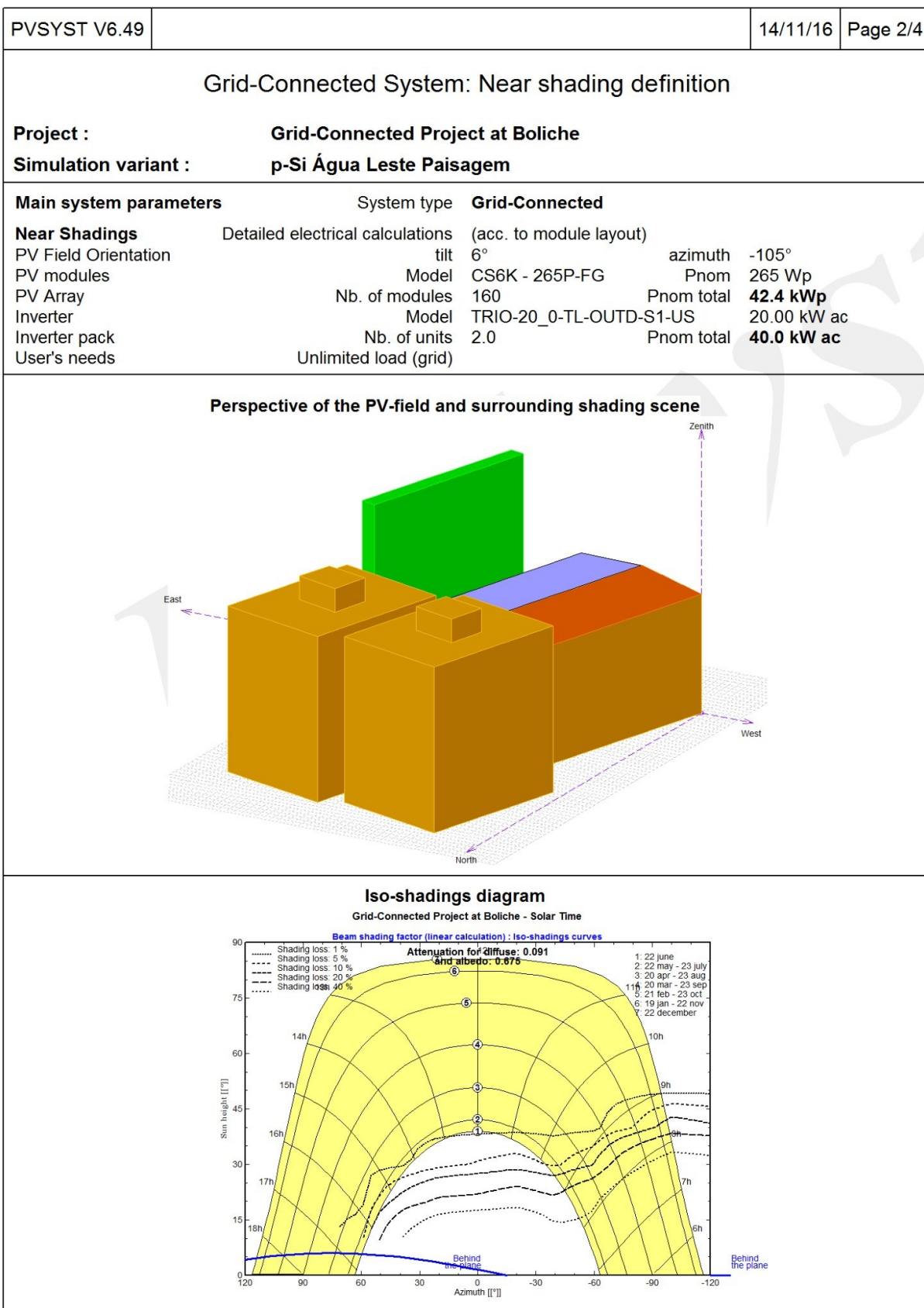
Time fraction 2.0 %

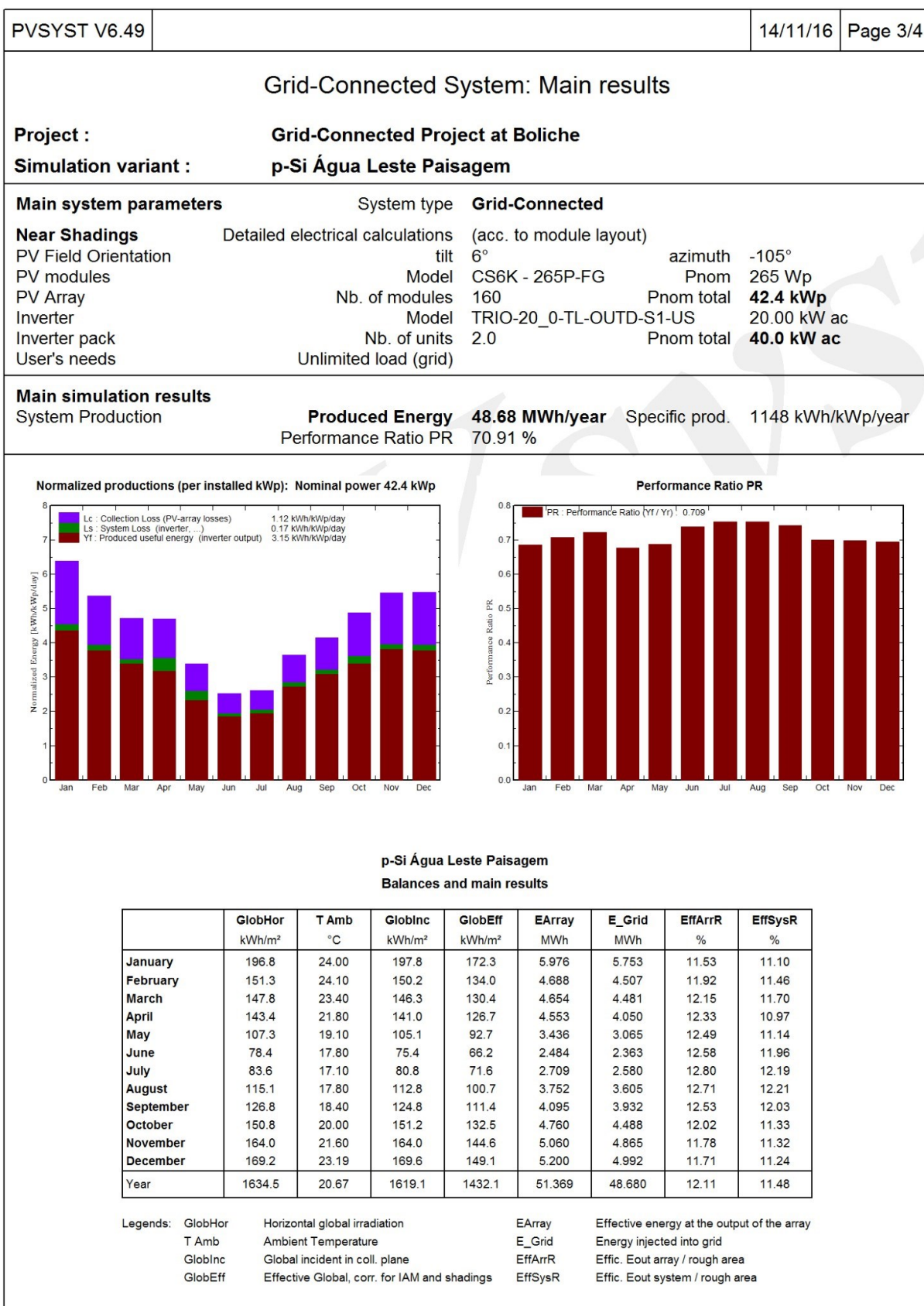


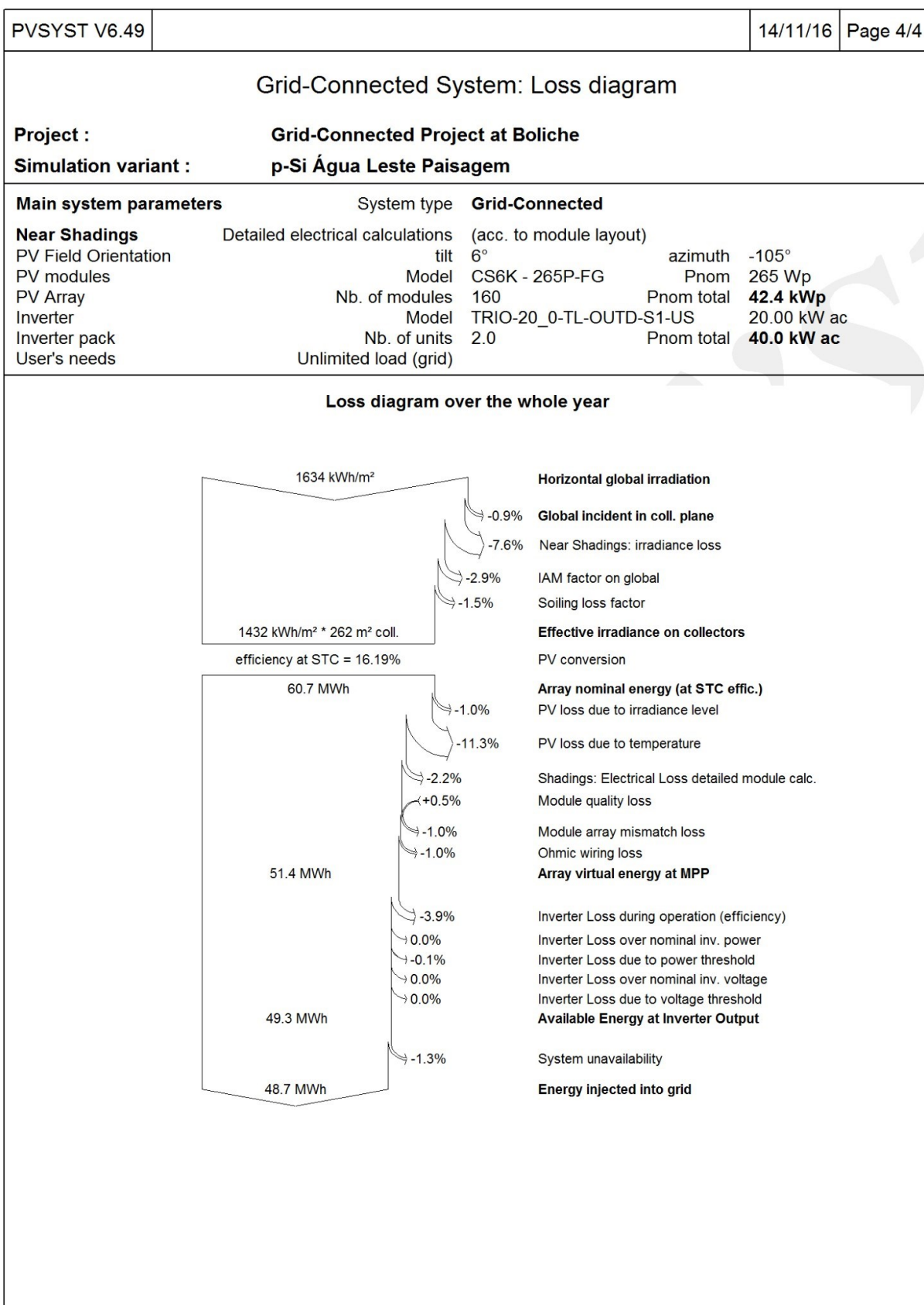




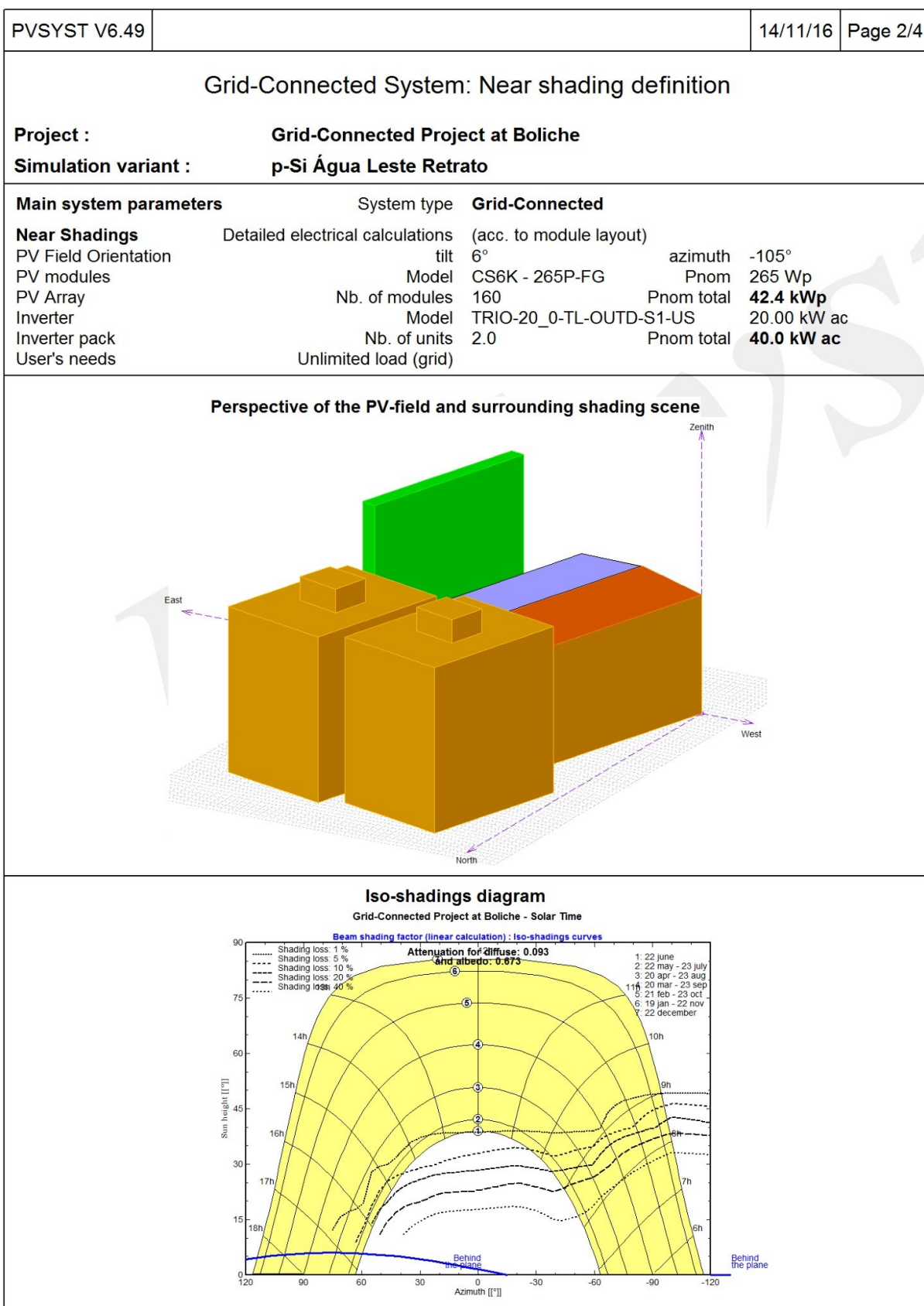
PVSYST V6.49					14/11/16	Page 1/4																		
Grid-Connected System: Simulation parameters																								
Project : Grid-Connected Project at Boliche																								
Geographical Site		Boliche		Country		Brazil																		
Situation		Latitude	27.60° S	Longitude	48.62° W																			
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	15 m																			
		Albedo	0.20																					
Meteo data:		Boliche SWERA - Synthetic																						
Simulation variant : p-Si Água Leste Paisagem																								
		Simulation date 14/11/16 15h31																						
Simulation parameters																								
Collector Plane Orientation		Tilt	6°	Azimuth	-105°																			
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm																			
Horizon		Free Horizon																						
Near Shadings		Detailed electrical calculations (acc. to module layout)																						
PV Array Characteristics																								
PV module		Si-poly	Model	CS6K - 265P-FG																				
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.																					
Number of PV modules		In series	20 modules	In parallel	8 strings																			
Total number of PV modules		Nb. modules	160	Unit Nom. Power	265 Wp																			
Array global power		Nominal (STC)	42.4 kWp	At operating cond.	38.0 kWp (50°C)																			
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	545 V	I mpp	70 A																			
Total area		Module area	262 m²	Cell area	234 m²																			
Inverter																								
Original PVsyst database		Model	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US																					
Characteristics		Manufacturer	ABB																					
		Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power	20.0 kWac																			
Inverter pack		Nb. of inverters	2 units	Total Power	40 kWac																			
PV Array loss factors																								
Array Soiling Losses				Loss Fraction	1.5 %																			
Thermal Loss factor		Uc (const)	15.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s																			
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	132 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC																			
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.5 %																			
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP																			
Incidence effect, user defined profile		<table border="1"> <tr> <td>10°</td> <td>20°</td> <td>30°</td> <td>40°</td> <td>50°</td> <td>60°</td> <td>70°</td> <td>80°</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>0.99</td> <td>0.99</td> <td>0.95</td> <td>0.89</td> <td>0.70</td> <td>0.00</td> </tr> </table>					10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°																
1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00																
Unavailability of the system		7.3 days, 3 periods		Time fraction	2.0 %																			
User's needs :		Unlimited load (grid)																						

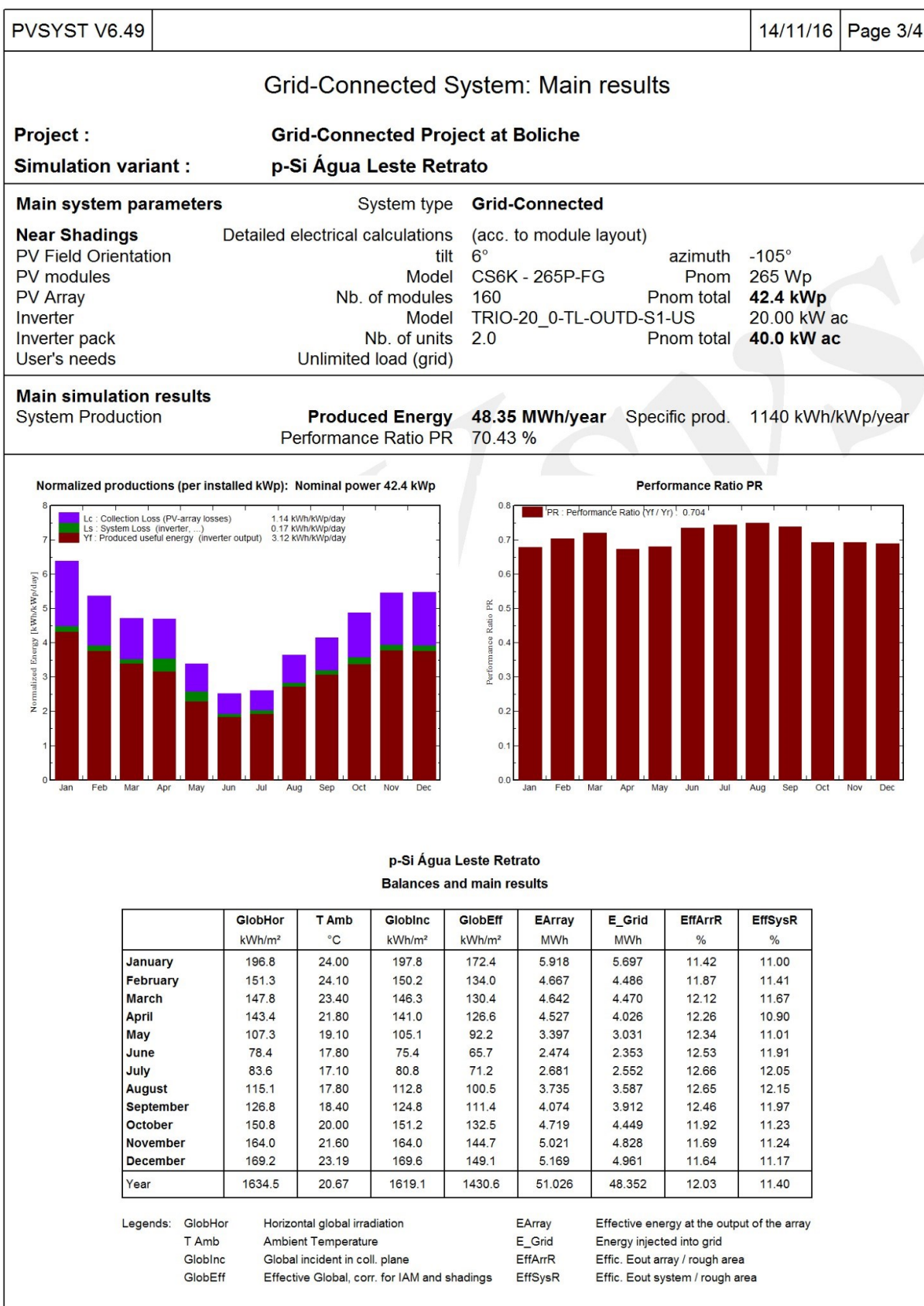


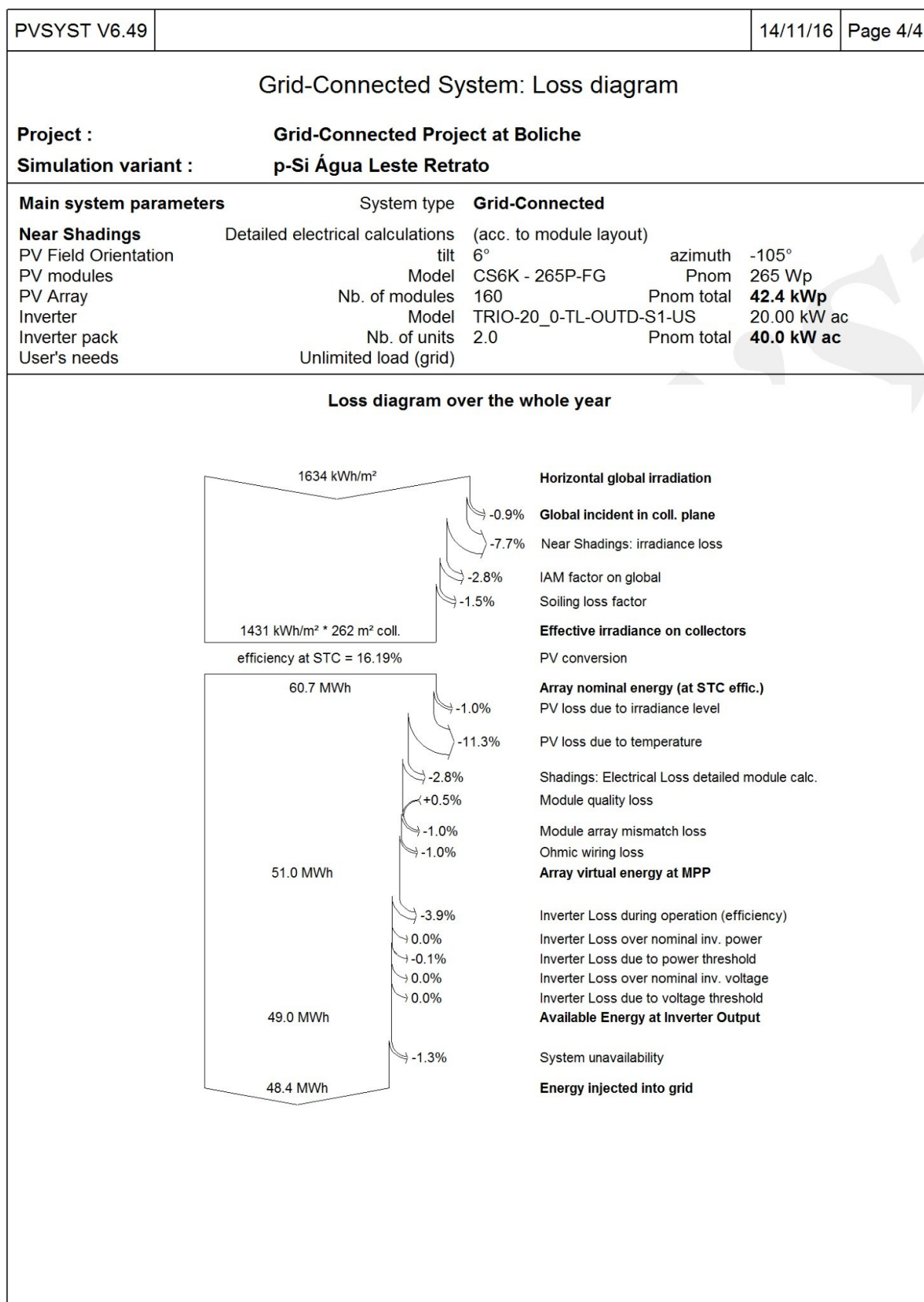




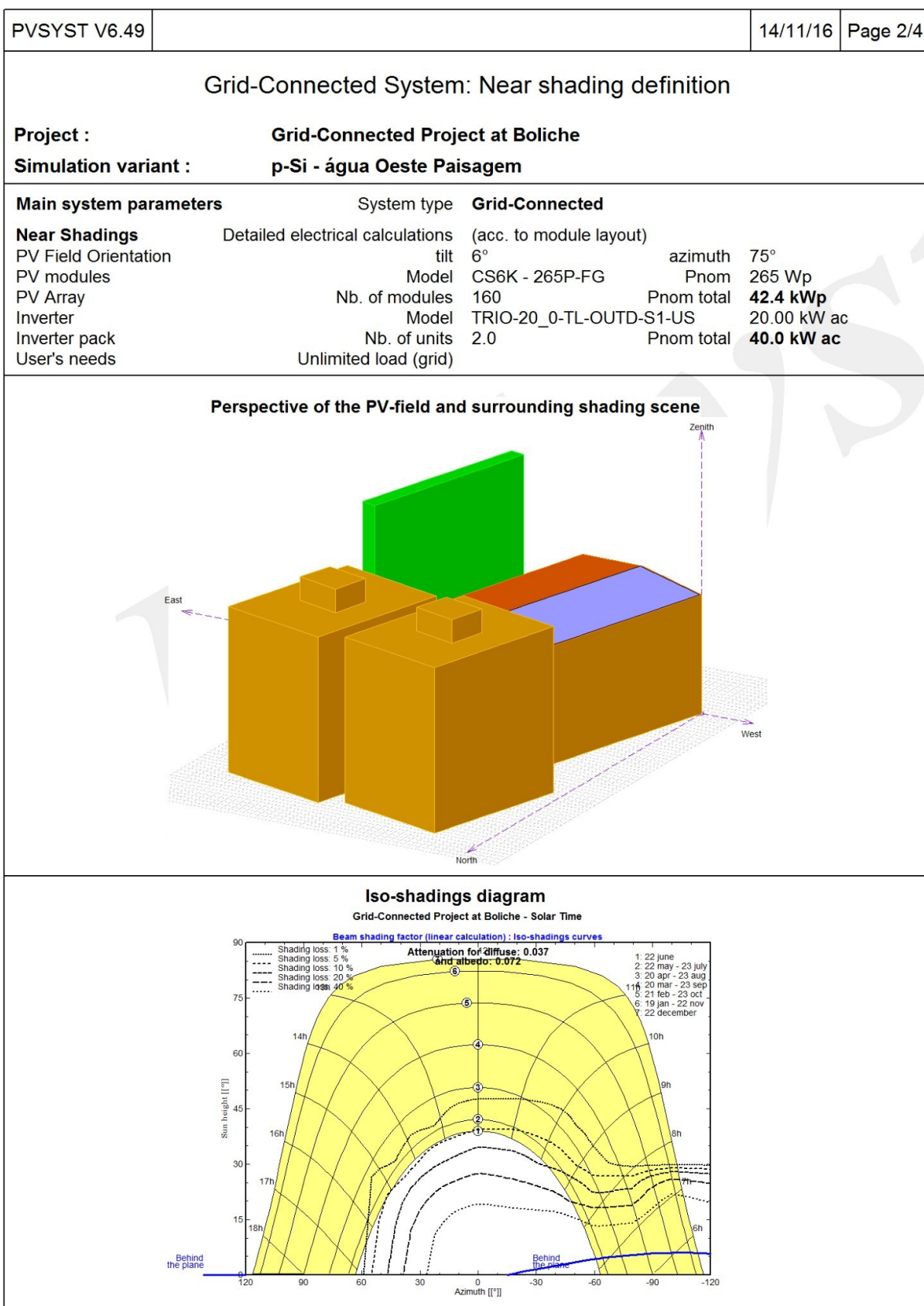
PVSYST V6.49					14/11/16	Page 1/4																		
Grid-Connected System: Simulation parameters																								
Project : Grid-Connected Project at Boliche																								
Geographical Site		Boliche		Country		Brazil																		
Situation		Latitude	27.60° S	Longitude	48.62° W																			
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	15 m																			
		Albedo	0.20																					
Meteo data:		Boliche SWERA - Synthetic																						
Simulation variant : p-Si Água Leste Retrato																								
Simulation date 14/11/16 15h26																								
Simulation parameters																								
Collector Plane Orientation		Tilt	6°	Azimuth	-105°																			
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm																			
Horizon		Free Horizon																						
Near Shadings		Detailed electrical calculations (acc. to module layout)																						
PV Array Characteristics																								
PV module		Si-poly	Model	CS6K - 265P-FG																				
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.																					
Number of PV modules		In series	20 modules	In parallel	8 strings																			
Total number of PV modules		Nb. modules	160	Unit Nom. Power	265 Wp																			
Array global power		Nominal (STC)	42.4 kWp	At operating cond.	38.0 kWp (50°C)																			
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	545 V	I mpp	70 A																			
Total area		Module area	262 m²	Cell area	234 m²																			
Inverter																								
Original PVsyst database		Model	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US																					
Characteristics		Manufacturer	ABB																					
		Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power	20.0 kWac																			
Inverter pack		Nb. of inverters	2 units	Total Power	40 kWac																			
PV Array loss factors																								
Array Soiling Losses		Uc (const)	15.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 %																			
Thermal Loss factor				Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s																			
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	132 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC																			
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.5 %																			
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP																			
Incidence effect, user defined profile		<table border="1"> <tr> <td>10°</td> <td>20°</td> <td>30°</td> <td>40°</td> <td>50°</td> <td>60°</td> <td>70°</td> <td>80°</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>0.99</td> <td>0.99</td> <td>0.95</td> <td>0.89</td> <td>0.70</td> <td>0.00</td> </tr> </table>					10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°																
1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00																
Unavailability of the system		7.3 days, 3 periods		Time fraction	2.0 %																			
User's needs :		Unlimited load (grid)																						

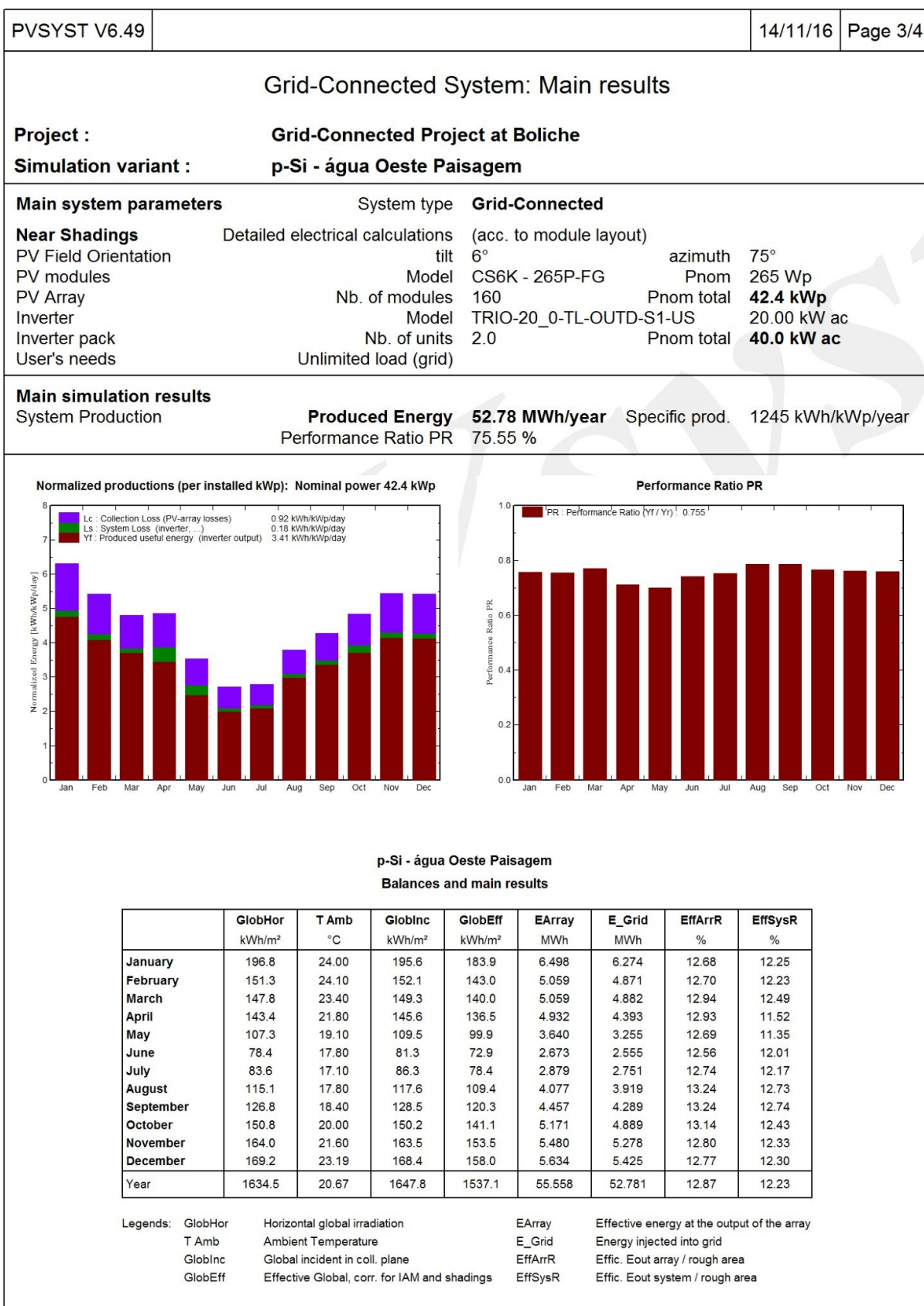


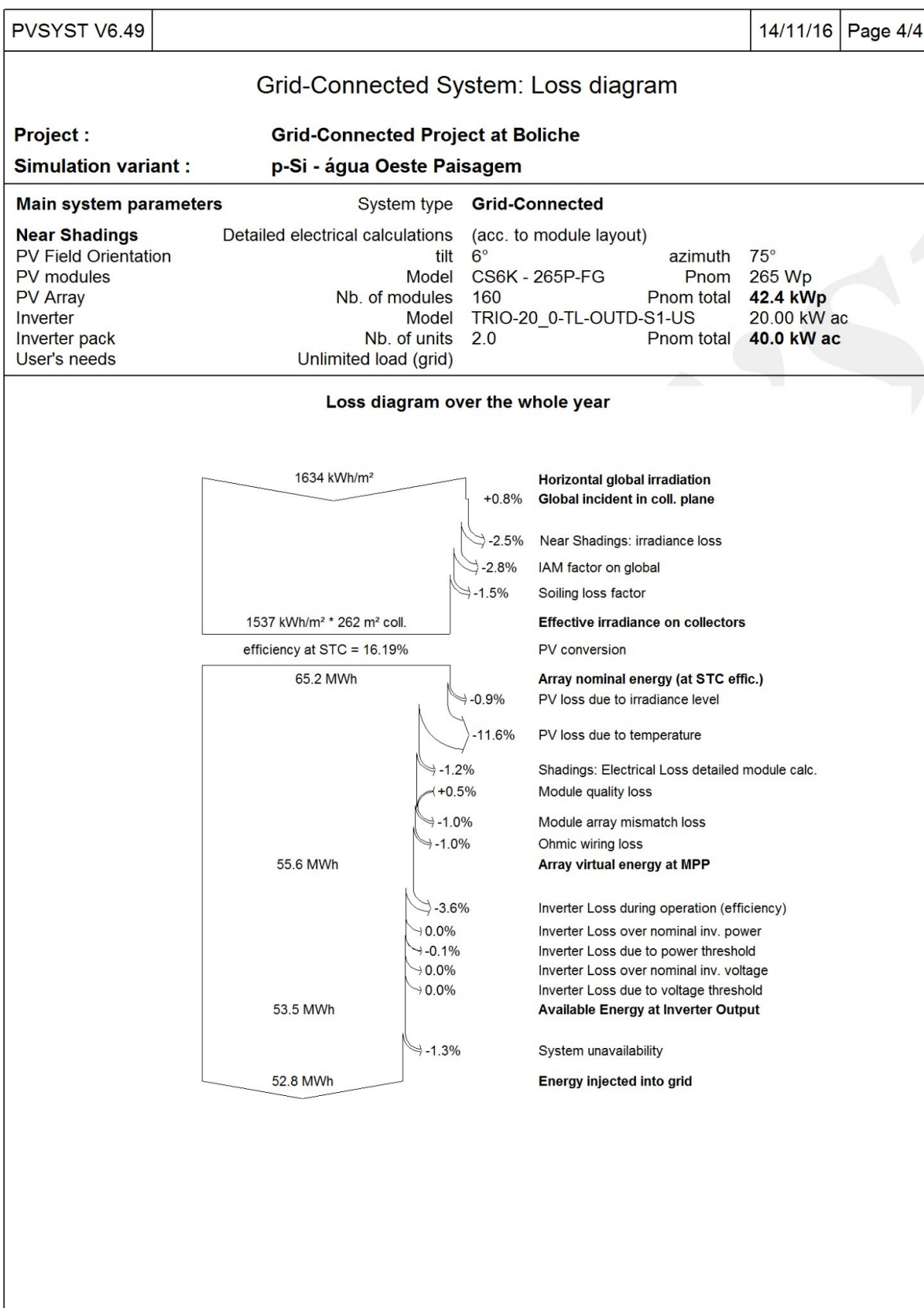




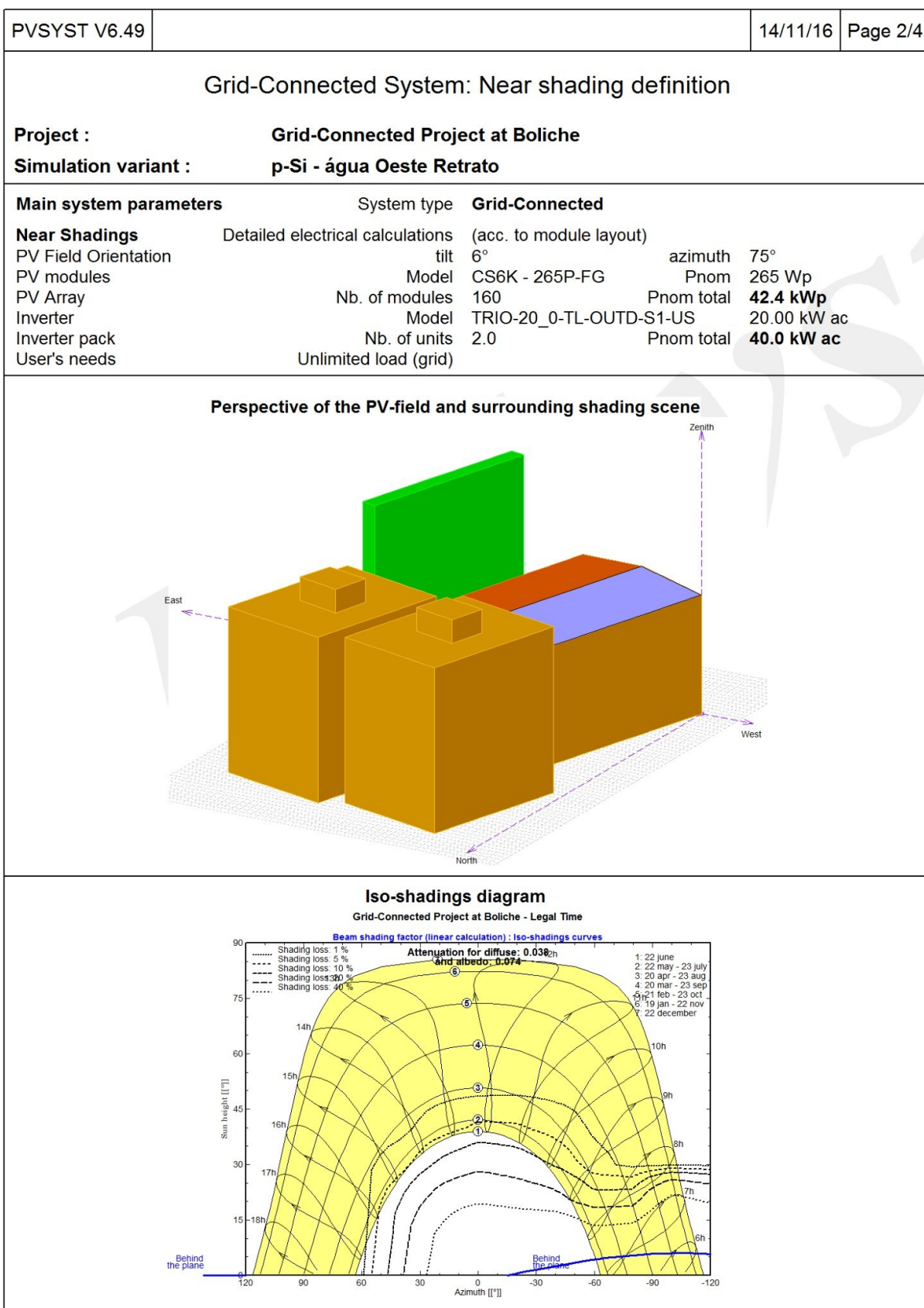
PVSYST V6.49					14/11/16	Page 1/4																		
Grid-Connected System: Simulation parameters																								
Project : Grid-Connected Project at Boliche																								
Geographical Site		Boliche		Country		Brazil																		
Situation		Latitude 27.60° S		Longitude		48.62° W																		
Time defined as		Legal Time		Time zone		UT-3																		
		Albedo		Altitude		15 m																		
Meteo data:		Boliche		SWERA - Synthetic																				
Simulation variant : p-Si - água Oeste Paisagem																								
Simulation date 14/11/16 14h55																								
Simulation parameters																								
Collector Plane Orientation		Tilt	6°	Azimuth	75°																			
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm																			
Horizon		Free Horizon																						
Near Shadings		Detailed electrical calculations (acc. to module layout)																						
PV Array Characteristics																								
PV module		Si-poly	Model	CS6K - 265P-FG																				
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.																					
Number of PV modules		In series	20 modules	In parallel	8 strings																			
Total number of PV modules		Nb. modules	160	Unit Nom. Power	265 Wp																			
Array global power		Nominal (STC)	42.4 kWp	At operating cond.	38.0 kWp (50°C)																			
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	545 V	I mpp	70 A																			
Total area		Module area	262 m²	Cell area	234 m²																			
Inverter																								
Original PVsyst database		Model	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US																					
Characteristics		Manufacturer	ABB																					
		Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power	20.0 kWac																			
Inverter pack		Nb. of inverters	2 units	Total Power	40 kWac																			
PV Array loss factors																								
Array Soiling Losses		Uc (const)	15.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 %																			
Thermal Loss factor				Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s																			
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	132 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC																			
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.5 %																			
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP																			
Incidence effect, user defined profile		<table border="1"> <tr> <td>10°</td> <td>20°</td> <td>30°</td> <td>40°</td> <td>50°</td> <td>60°</td> <td>70°</td> <td>80°</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>0.99</td> <td>0.99</td> <td>0.95</td> <td>0.89</td> <td>0.70</td> <td>0.00</td> </tr> </table>					10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°																
1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00																
Unavailability of the system		7.3 days, 3 periods		Time fraction	2.0 %																			
User's needs :		Unlimited load (grid)																						

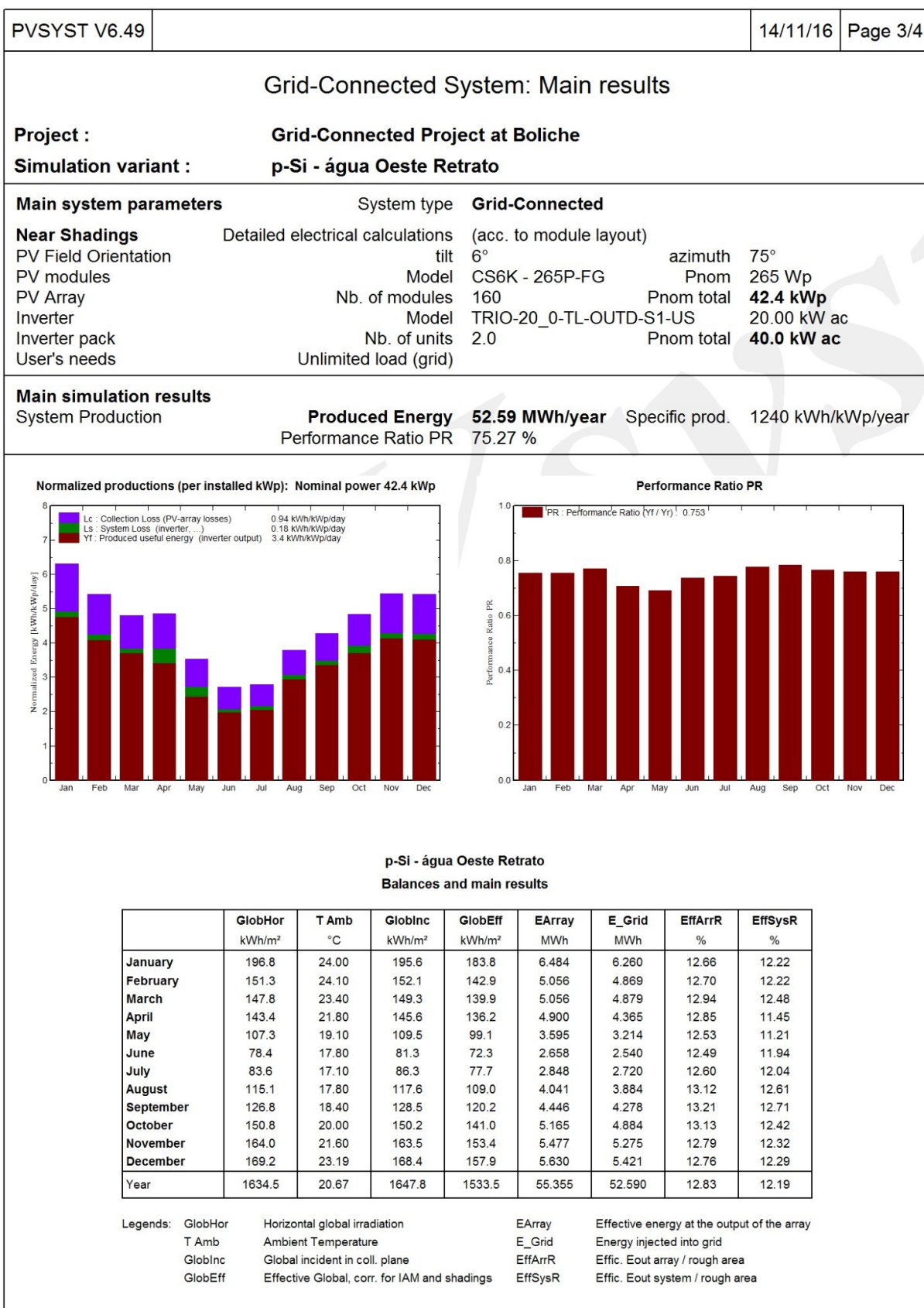


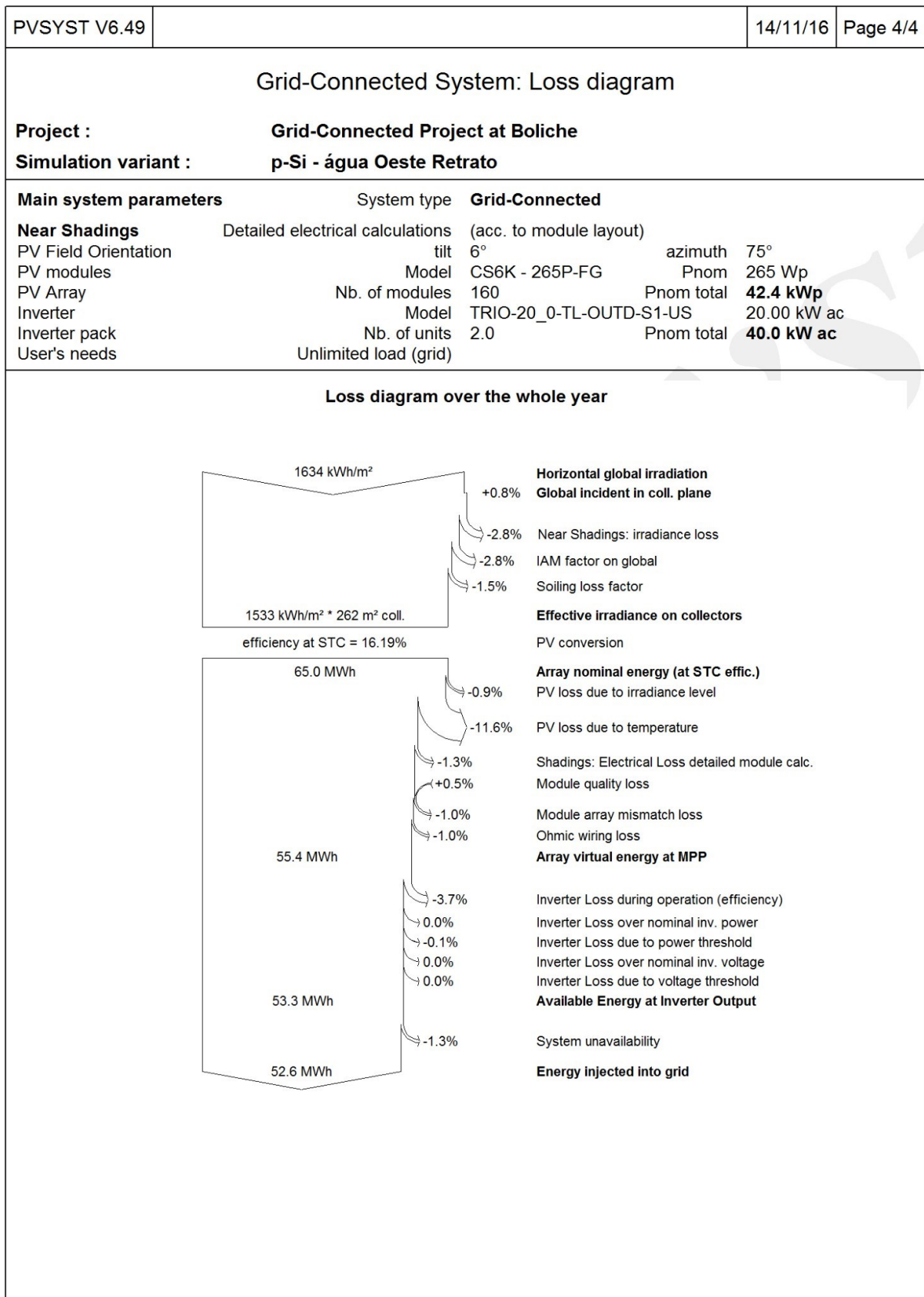




PVSYST V6.49					14/11/16	Page 1/4																			
Grid-Connected System: Simulation parameters																									
Project : Grid-Connected Project at Boliche																									
Geographical Site		Boliche		Country Brazil																					
Situation		Latitude 27.60° S		Longitude 48.62° W																					
Time defined as		Legal Time		Time zone UT-3																					
		Albedo 0.20		Altitude 15 m																					
Meteo data:		Boliche SWERA - Synthetic																							
Simulation variant : p-Si - água Oeste Retrato																									
Simulation date 14/11/16 15h06																									
Simulation parameters																									
Collector Plane Orientation		Tilt	6°	Azimuth	75°																				
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm																				
Horizon		Free Horizon																							
Near Shadings		Detailed electrical calculations (acc. to module layout)																							
PV Array Characteristics																									
PV module		Si-poly	Model CS6K - 265P-FG																						
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.																						
Number of PV modules		In series	20 modules	In parallel	8 strings																				
Total number of PV modules		Nb. modules	160	Unit Nom. Power	265 Wp																				
Array global power		Nominal (STC)	42.4 kWp	At operating cond.	38.0 kWp (50°C)																				
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	545 V	I mpp	70 A																				
Total area		Module area	262 m²	Cell area	234 m²																				
Inverter																									
Original PVsyst database		Model	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US																						
Characteristics		Manufacturer	ABB																						
		Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power	20.0 kWac																				
Inverter pack		Nb. of inverters	2 units	Total Power	40 kWac																				
PV Array loss factors																									
Array Soiling Losses		Uc (const) 15.0 W/m²K		Loss Fraction	1.5 %																				
Thermal Loss factor				Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s																				
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 132 mOhm		Loss Fraction	1.5 % at STC																				
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.5 %																				
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP																				
Incidence effect, user defined profile		<table border="1"> <tr> <td>10°</td> <td>20°</td> <td>30°</td> <td>40°</td> <td>50°</td> <td>60°</td> <td>70°</td> <td>80°</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>0.99</td> <td>0.99</td> <td>0.95</td> <td>0.89</td> <td>0.70</td> <td>0.00</td> </tr> </table>						10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°																	
1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00																	
Unavailability of the system		7.3 days, 3 periods		Time fraction	2.0 %																				
User's needs :		Unlimited load (grid)																							







APÊNDICE C – FLUXOS DE CAIXA

CdTe – aumento de 1% a.a. na tarifa e na COSIP

Período (ano)	Geração de Energia (kWh/ano)	Consumo de Energia (kWh/ano)	Energia a ser comprada (kWh/ano)	Tarifa (R\$/kWh)	COSIP (valor cobrado mensalmente por um ano)	COSIP (total anual)	Gastos com Energia Comprada com Sistema FV	Gastos com Energia Comprada sem Sistema FV	Economia Devido à Geração FV
0									
1	53160,00	56734	3574,00	0,6317	R\$ 161,29	R\$ 1.935,48	R\$ 4.193,18	R\$ 37.774,35	R\$ 33.581,17
2	52894,20	56734	3839,80	0,638017	R\$ 162,90	R\$ 1.954,83	R\$ 4.404,69	R\$ 38.152,09	R\$ 33.747,40
3	52629,73	56734	4104,27	0,64439717	R\$ 164,53	R\$ 1.974,38	R\$ 4.619,16	R\$ 38.533,61	R\$ 33.914,45
4	52366,58	56734	4367,42	0,650841142	R\$ 166,18	R\$ 1.994,13	R\$ 4.836,62	R\$ 38.918,95	R\$ 34.082,32
5	52104,75	56734	4629,25	0,657349553	R\$ 167,84	R\$ 2.014,07	R\$ 5.057,11	R\$ 39.308,14	R\$ 34.251,03
6	51844,22	56734	4889,78	0,663923049	R\$ 169,52	R\$ 2.034,21	R\$ 5.280,64	R\$ 39.701,22	R\$ 34.420,58
7	51585,00	56734	5149,00	0,670562279	R\$ 171,21	R\$ 2.054,55	R\$ 5.507,27	R\$ 40.098,23	R\$ 34.590,96
8	51327,08	56734	5406,92	0,677267902	R\$ 172,92	R\$ 2.075,10	R\$ 5.737,03	R\$ 40.499,21	R\$ 34.762,18
9	51070,44	56734	5663,56	0,684040581	R\$ 174,65	R\$ 2.095,85	R\$ 5.969,95	R\$ 40.904,21	R\$ 34.934,25
10	50815,09	56734	5918,91	0,690880987	R\$ 176,40	R\$ 2.116,81	R\$ 6.206,07	R\$ 41.313,25	R\$ 35.107,18
11	50561,01	56734	6172,99	0,697789797	R\$ 178,16	R\$ 2.137,97	R\$ 6.445,42	R\$ 41.726,38	R\$ 35.280,96
12	50308,21	56734	6425,79	0,704767695	R\$ 179,95	R\$ 2.159,35	R\$ 6.688,04	R\$ 42.143,64	R\$ 35.455,60
13	50056,67	56734	6677,33	0,711815372	R\$ 181,75	R\$ 2.180,95	R\$ 6.933,97	R\$ 42.565,08	R\$ 35.631,11
14	49806,39	56734	6927,61	0,718933525	R\$ 183,56	R\$ 2.202,76	R\$ 7.183,25	R\$ 42.990,73	R\$ 35.807,48
15	49557,35	56734	7176,65	0,726122861	R\$ 185,40	R\$ 2.224,78	R\$ 7.435,91	R\$ 43.420,64	R\$ 35.984,73
16	49309,57	56734	7424,43	0,733384089	R\$ 187,25	R\$ 2.247,03	R\$ 7.691,99	R\$ 43.854,85	R\$ 36.162,85
17	49063,02	56734	7670,98	0,74071793	R\$ 189,13	R\$ 2.269,50	R\$ 7.951,54	R\$ 44.293,39	R\$ 36.341,86
18	48817,70	56734	7916,30	0,748125109	R\$ 191,02	R\$ 2.292,20	R\$ 8.214,58	R\$ 44.736,33	R\$ 36.521,75
19	48573,61	56734	8160,39	0,75560636	R\$ 192,93	R\$ 2.315,12	R\$ 8.481,16	R\$ 45.183,69	R\$ 36.702,53
20	48330,75	56734	8403,25	0,763162424	R\$ 194,86	R\$ 2.338,27	R\$ 8.751,32	R\$ 45.635,53	R\$ 36.884,21
21	48089,09	56734	8644,91	0,770794048	R\$ 196,80	R\$ 2.361,65	R\$ 9.025,10	R\$ 46.091,88	R\$ 37.066,79
22	47848,65	56734	8885,35	0,778501989	R\$ 198,77	R\$ 2.385,27	R\$ 9.302,53	R\$ 46.552,80	R\$ 37.250,27
23	47609,40	56734	9124,60	0,786287009	R\$ 200,76	R\$ 2.409,12	R\$ 9.583,67	R\$ 47.018,33	R\$ 37.434,66
24	47371,36	56734	9362,64	0,794149879	R\$ 202,77	R\$ 2.433,21	R\$ 9.868,56	R\$ 47.488,51	R\$ 37.619,96
25	47134,50	56734	9599,50	0,802091377	R\$ 204,80	R\$ 2.457,55	R\$ 10.157,22	R\$ 47.963,40	R\$ 37.806,18

Período (ano)	Investimento Inicial	O&M	Reposição Inversores	Gasto anual com energia comprada com sistema FV	Gasto anual com energia comprada sem sistema FV	Economia Devido à Geração FV	Total com Sistema	VP com Sistema	Total sem Sistema	VP sem Sistema	VPL com Sistema	Total com Sistema	VP com Sistema	VPL
0	R\$ 288.120,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 288.120,00	R\$ 288.120,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 394.065,98	R\$ 288.120,00	R\$ 288.120,00	R\$ 288.120,00
1	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 4.193,18	R\$ 37.774,35	R\$ 33.581,17	R\$ 7.074,38	R\$ 6.431,25	R\$ 37.774,35	R\$ 34.340,32	VPL sem Sistema	R\$ 30.699,97	R\$ 27.909,07	R\$ 260.210,93
2	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 4.404,69	R\$ 38.152,09	R\$ 33.747,40	R\$ 7.285,89	R\$ 6.021,40	R\$ 38.152,09	R\$ 31.530,65		R\$ 30.866,20	R\$ 25.509,26	R\$ 234.701,68
3	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 4.619,16	R\$ 38.533,61	R\$ 33.914,45	R\$ 7.500,36	R\$ 5.635,13	R\$ 38.533,61	R\$ 28.950,87	R\$ 370.036,11	R\$ 31.033,25	R\$ 23.315,74	R\$ 211.385,94
4	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 4.836,62	R\$ 38.918,95	R\$ 34.082,32	R\$ 7.717,82	R\$ 5.271,38	R\$ 38.918,95	R\$ 26.582,17	Diferença	R\$ 31.201,12	R\$ 21.310,79	R\$ 190.075,15
5	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.057,11	R\$ 39.308,14	R\$ 34.251,03	R\$ 7.938,31	R\$ 4.929,06	R\$ 39.308,14	R\$ 24.407,26	VPL's	R\$ 31.369,83	R\$ 19.478,20	R\$ 170.596,95
6	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.280,64	R\$ 39.701,22	R\$ 34.420,58	R\$ 8.161,84	R\$ 4.607,15	R\$ 39.701,22	R\$ 22.410,30	R\$ 24.029,87	R\$ 31.539,38	R\$ 17.803,15	R\$ 152.793,80
7	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.507,27	R\$ 40.098,23	R\$ 34.590,96	R\$ 8.388,47	R\$ 4.304,61	R\$ 40.098,23	R\$ 20.576,73		R\$ 31.709,76	R\$ 16.272,12	R\$ 136.521,68
8	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.737,03	R\$ 40.499,21	R\$ 34.762,18	R\$ 8.618,23	R\$ 4.020,47	R\$ 40.499,21	R\$ 18.893,18		R\$ 31.880,98	R\$ 14.872,71	R\$ 121.648,97
9	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.969,95	R\$ 40.904,21	R\$ 34.934,25	R\$ 8.851,15	R\$ 3.753,75	R\$ 40.904,21	R\$ 17.347,38		R\$ 32.053,05	R\$ 13.593,62	R\$ 108.055,34
10	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 48.980,40	R\$ 6.206,07	R\$ 41.313,25	R\$ 35.107,18	R\$ 58.067,67	R\$ 22.387,60	R\$ 41.313,25	R\$ 15.928,05		R\$ 16.754,42	R\$ 6.459,55	R\$ 114.514,90
11	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 6.445,42	R\$ 41.726,38	R\$ 35.280,96	R\$ 9.326,62	R\$ 3.268,92	R\$ 41.726,38	R\$ 14.624,84		R\$ 32.399,76	R\$ 11.355,92	R\$ 103.158,98
12	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 6.688,04	R\$ 42.143,64	R\$ 35.455,60	R\$ 9.569,24	R\$ 3.049,06	R\$ 42.143,64	R\$ 13.428,26		R\$ 32.574,40	R\$ 10.379,21	R\$ 92.779,77
13	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 6.933,97	R\$ 42.565,08	R\$ 35.631,11	R\$ 9.815,17	R\$ 2.843,11	R\$ 42.565,08	R\$ 12.329,59		R\$ 32.749,91	R\$ 9.486,48	R\$ 83.293,29
14	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 7.183,25	R\$ 42.990,73	R\$ 35.807,48	R\$ 10.064,45	R\$ 2.650,28	R\$ 42.990,73	R\$ 11.320,80		R\$ 32.926,28	R\$ 8.670,52	R\$ 74.622,77
15	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 7.435,91	R\$ 43.420,64	R\$ 35.984,73	R\$ 10.317,11	R\$ 2.469,83	R\$ 43.420,64	R\$ 10.394,56		R\$ 33.103,53	R\$ 7.924,72	R\$ 66.698,05
16	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 7.691,99	R\$ 43.854,85	R\$ 36.162,85	R\$ 10.573,19	R\$ 2.301,04	R\$ 43.854,85	R\$ 9.544,09		R\$ 33.281,65	R\$ 7.243,06	R\$ 59.454,99
17	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 7.951,54	R\$ 44.293,39	R\$ 36.341,86	R\$ 10.832,74	R\$ 2.143,20	R\$ 44.293,39	R\$ 8.763,21		R\$ 33.460,66	R\$ 6.620,01	R\$ 52.834,98
18	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 8.214,58	R\$ 44.736,33	R\$ 36.521,75	R\$ 11.095,78	R\$ 1.995,67	R\$ 44.736,33	R\$ 8.046,22		R\$ 33.640,55	R\$ 6.050,55	R\$ 46.784,43
19	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 8.481,16	R\$ 45.183,69	R\$ 36.702,53	R\$ 11.362,36	R\$ 1.857,84	R\$ 45.183,69	R\$ 7.387,89		R\$ 33.821,33	R\$ 5.530,06	R\$ 41.254,37
20	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 48.980,40	R\$ 8.751,32	R\$ 45.635,53	R\$ 36.884,21	R\$ 60.612,92	R\$ 9.009,72	R\$ 45.635,53	R\$ 6.783,43		R\$ 14.977,39	R\$ 2.226,29	R\$ 43.480,67
21	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 9.025,10	R\$ 46.091,88	R\$ 37.066,79	R\$ 11.906,30	R\$ 1.608,90	R\$ 46.091,88	R\$ 6.228,42		R\$ 34.185,59	R\$ 4.619,52	R\$ 38.861,15
22	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 9.302,53	R\$ 46.552,80	R\$ 37.250,27	R\$ 12.183,73	R\$ 1.496,72	R\$ 46.552,80	R\$ 5.718,82		R\$ 34.369,07	R\$ 4.222,10	R\$ 34.639,05
23	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 9.583,67	R\$ 47.018,33	R\$ 37.434,66	R\$ 12.464,87	R\$ 1.392,05	R\$ 47.018,33	R\$ 5.250,92		R\$ 34.553,46	R\$ 3.858,87	R\$ 30.780,18
24	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 9.868,56	R\$ 47.488,51	R\$ 37.619,96	R\$ 12.749,76	R\$ 1.294,43	R\$ 47.488,51	R\$ 4.821,30		R\$ 34.738,76	R\$ 3.526,87	R\$ 27.253,31
25	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 10.157,22	R\$ 47.963,40	R\$ 37.806,18	R\$ 13.038,42	R\$ 1.203,39	R\$ 47.963,40	R\$ 4.426,83		R\$ 34.924,98	R\$ 3.223,44	R\$ 24.029,87

CdTe – aumento de 3% a.a. na tarifa e na COSIP

Período (ano)	Geração de Energia (kWh/ano)	Consumo de Energia (kWh/ano)	Energia a ser comprada (kWh/ano)	Tarifa (R\$/kWh)	COSIP (valor cobrado mensalmente por um ano)	COSIP (total anual)	Gastos com Energia Comprada com Sistema FV	Gastos com Energia Comprada sem Sistema FV	Economia Devido à Geração FV
0									
1	53160,00	56734	3574,00	0,6317	R\$ 161,29	R\$ 1.935,48	R\$ 4.193,18	R\$ 37.774,35	R\$ 33.581,17
2	52894,20	56734	3839,80	0,650651	R\$ 166,13	R\$ 1.993,54	R\$ 4.491,91	R\$ 38.907,58	R\$ 34.415,66
3	52629,73	56734	4104,27	0,67017053	R\$ 171,11	R\$ 2.053,35	R\$ 4.803,91	R\$ 40.074,81	R\$ 35.270,89
4	52366,58	56734	4367,42	0,690275646	R\$ 176,25	R\$ 2.114,95	R\$ 5.129,67	R\$ 41.277,05	R\$ 36.147,38
5	52104,75	56734	4629,25	0,710983915	R\$ 181,53	R\$ 2.178,40	R\$ 5.469,72	R\$ 42.515,36	R\$ 37.045,64
6	51844,22	56734	4889,78	0,732313433	R\$ 186,98	R\$ 2.243,75	R\$ 5.824,60	R\$ 43.790,82	R\$ 37.966,22
7	51585,00	56734	5149,00	0,754282836	R\$ 192,59	R\$ 2.311,06	R\$ 6.194,86	R\$ 45.104,55	R\$ 38.909,68
8	51327,08	56734	5406,92	0,776911321	R\$ 198,37	R\$ 2.380,40	R\$ 6.581,10	R\$ 46.457,68	R\$ 39.876,59
9	51070,44	56734	5663,56	0,80021866	R\$ 204,32	R\$ 2.451,81	R\$ 6.983,89	R\$ 47.851,41	R\$ 40.867,52
10	50815,09	56734	5918,91	0,82422522	R\$ 210,45	R\$ 2.525,36	R\$ 7.403,88	R\$ 49.286,96	R\$ 41.883,08
11	50561,01	56734	6172,99	0,848951977	R\$ 216,76	R\$ 2.601,12	R\$ 7.841,69	R\$ 50.765,56	R\$ 42.923,87
12	50308,21	56734	6425,79	0,874420536	R\$ 223,26	R\$ 2.679,16	R\$ 8.298,00	R\$ 52.288,53	R\$ 43.990,53
13	50056,67	56734	6677,33	0,900653152	R\$ 229,96	R\$ 2.759,53	R\$ 8.773,49	R\$ 53.857,19	R\$ 45.083,70
14	49806,39	56734	6927,61	0,927672747	R\$ 236,86	R\$ 2.842,32	R\$ 9.268,88	R\$ 55.472,90	R\$ 46.204,03
15	49557,35	56734	7176,65	0,955502929	R\$ 243,97	R\$ 2.927,59	R\$ 9.784,89	R\$ 57.137,09	R\$ 47.352,20
16	49309,57	56734	7424,43	0,984168017	R\$ 251,28	R\$ 3.015,41	R\$ 10.322,30	R\$ 58.851,20	R\$ 48.528,90
17	49063,02	56734	7670,98	1,013693058	R\$ 258,82	R\$ 3.105,88	R\$ 10.881,90	R\$ 60.616,74	R\$ 49.734,84
18	48817,70	56734	7916,30	1,044103849	R\$ 266,59	R\$ 3.199,05	R\$ 11.464,49	R\$ 62.435,24	R\$ 50.970,75
19	48573,61	56734	8160,39	1,075426965	R\$ 274,59	R\$ 3.295,03	R\$ 12.070,92	R\$ 64.308,30	R\$ 52.237,38
20	48330,75	56734	8403,25	1,107689774	R\$ 282,82	R\$ 3.393,88	R\$ 12.702,07	R\$ 66.237,55	R\$ 53.535,47
21	48089,09	56734	8644,91	1,140920467	R\$ 291,31	R\$ 3.495,69	R\$ 13.358,84	R\$ 68.224,67	R\$ 54.865,83
22	47848,65	56734	8885,35	1,175148081	R\$ 300,05	R\$ 3.600,56	R\$ 14.042,17	R\$ 70.271,41	R\$ 56.229,25
23	47609,40	56734	9124,60	1,210402523	R\$ 309,05	R\$ 3.708,58	R\$ 14.753,01	R\$ 72.379,56	R\$ 57.626,54
24	47371,36	56734	9362,64	1,246714599	R\$ 318,32	R\$ 3.819,84	R\$ 15.492,38	R\$ 74.550,94	R\$ 59.058,56
25	47134,50	56734	9599,50	1,284116037	R\$ 327,87	R\$ 3.934,43	R\$ 16.261,30	R\$ 76.787,47	R\$ 60.526,17

Período (ano)	Investimento Inicial	O&M	Reposição Inversores	Gasto anual com energia comprada com sistema FV	Gasto anual com energia comprada sem sistema FV	Economia Devido à Geração FV	Total com Sistema	VP com Sistema	Total sem Sistema	VP sem Sistema	VPL com Sistema	Total com Sistema	VP com Sistema	VPL
0	R\$ 288.120,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 288.120,00	R\$ 288.120,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 405.115,89	R\$ 288.120,00	R\$ 288.120,00	R\$ 288.120,00
1	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 4.193,18	R\$ 37.774,35	R\$ 33.581,17	R\$ 7.074,38	R\$ 6.431,25	R\$ 37.774,35	R\$ 34.340,32	VPL sem	R\$ 30.699,97	R\$ 27.909,07	R\$ 260.210,93
2	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 4.491,91	R\$ 38.907,58	R\$ 34.415,66	R\$ 7.373,11	R\$ 6.093,48	R\$ 38.907,58	R\$ 32.155,02	Sistema	R\$ 31.534,46	R\$ 26.061,54	R\$ 234.149,39
3	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 4.803,91	R\$ 40.074,81	R\$ 35.270,89	R\$ 7.685,11	R\$ 5.773,94	R\$ 40.074,81	R\$ 30.108,79	R\$ 435.350,80	R\$ 32.389,69	R\$ 24.334,86	R\$ 209.814,54
4	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.129,67	R\$ 41.277,05	R\$ 36.147,38	R\$ 8.010,87	R\$ 5.471,54	R\$ 41.277,05	R\$ 28.192,78	Diferença	R\$ 33.266,18	R\$ 22.721,25	R\$ 187.093,29
5	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.469,72	R\$ 42.515,36	R\$ 37.045,64	R\$ 8.350,92	R\$ 5.185,27	R\$ 42.515,36	R\$ 26.398,69	VPL's	R\$ 34.164,44	R\$ 21.213,43	R\$ 165.879,87
6	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.824,60	R\$ 43.790,82	R\$ 37.966,22	R\$ 8.705,80	R\$ 4.914,20	R\$ 43.790,82	R\$ 24.718,78	R\$ 30.234,92	R\$ 35.085,02	R\$ 19.804,58	R\$ 146.075,29
7	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 6.194,86	R\$ 45.104,55	R\$ 38.909,68	R\$ 9.076,06	R\$ 4.657,46	R\$ 45.104,55	R\$ 23.145,76		R\$ 36.028,48	R\$ 18.488,31	R\$ 127.586,98
8	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 6.581,10	R\$ 46.457,68	R\$ 39.876,59	R\$ 9.462,30	R\$ 4.414,23	R\$ 46.457,68	R\$ 21.672,85		R\$ 36.995,39	R\$ 17.258,62	R\$ 110.328,36
9	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 6.983,89	R\$ 47.851,41	R\$ 40.867,52	R\$ 9.865,09	R\$ 4.183,76	R\$ 47.851,41	R\$ 20.293,67		R\$ 37.986,32	R\$ 16.109,91	R\$ 94.218,45
10	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 48.980,40	R\$ 7.403,88	R\$ 49.286,96	R\$ 41.883,08	R\$ 59.265,48	R\$ 22.849,41	R\$ 49.286,96	R\$ 19.002,26		R\$ 9.978,52	R\$ 3.847,15	R\$ 98.065,60
11	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 7.841,69	R\$ 50.765,56	R\$ 42.923,87	R\$ 10.722,89	R\$ 3.758,31	R\$ 50.765,56	R\$ 17.793,02		R\$ 40.042,67	R\$ 14.034,71	R\$ 84.030,89
12	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 8.298,00	R\$ 52.288,53	R\$ 43.990,53	R\$ 11.179,20	R\$ 3.562,04	R\$ 52.288,53	R\$ 16.660,74		R\$ 41.109,33	R\$ 13.098,70	R\$ 70.932,19
13	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 8.773,49	R\$ 53.857,19	R\$ 45.083,70	R\$ 11.654,69	R\$ 3.375,95	R\$ 53.857,19	R\$ 15.600,51		R\$ 42.202,50	R\$ 12.224,56	R\$ 58.707,63
14	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 9.268,88	R\$ 55.472,90	R\$ 46.204,03	R\$ 12.150,08	R\$ 3.199,50	R\$ 55.472,90	R\$ 14.607,75		R\$ 43.322,83	R\$ 11.408,25	R\$ 47.299,37
15	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 9.784,89	R\$ 57.137,09	R\$ 47.352,20	R\$ 12.666,09	R\$ 3.032,16	R\$ 57.137,09	R\$ 13.678,17		R\$ 44.471,00	R\$ 10.646,00	R\$ 36.653,37
16	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 10.322,30	R\$ 58.851,20	R\$ 48.528,90	R\$ 13.203,50	R\$ 2.873,47	R\$ 58.851,20	R\$ 12.807,74		R\$ 45.647,70	R\$ 9.934,27	R\$ 26.719,10
17	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 10.881,90	R\$ 60.616,74	R\$ 49.734,84	R\$ 13.763,10	R\$ 2.722,96	R\$ 60.616,74	R\$ 11.992,70		R\$ 46.853,64	R\$ 9.269,74	R\$ 17.449,36
18	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 11.464,49	R\$ 62.435,24	R\$ 50.970,75	R\$ 14.345,69	R\$ 2.580,20	R\$ 62.435,24	R\$ 11.229,53		R\$ 48.089,55	R\$ 8.649,33	R\$ 8.800,03
19	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 12.070,92	R\$ 64.308,30	R\$ 52.237,38	R\$ 14.952,12	R\$ 2.444,79	R\$ 64.308,30	R\$ 10.514,92		R\$ 49.356,18	R\$ 8.070,13	R\$ 729,90
20	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 48.980,40	R\$ 12.702,07	R\$ 66.237,55	R\$ 53.535,47	R\$ 64.563,67	R\$ 9.596,98	R\$ 66.237,55	R\$ 9.845,79		R\$ 1.673,87	R\$ 248,81	R\$ 481,09
21	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 13.358,84	R\$ 68.224,67	R\$ 54.865,83	R\$ 16.240,04	R\$ 2.194,53	R\$ 68.224,67	R\$ 9.219,24		R\$ 51.984,63	R\$ 7.024,71	R\$ 6.543,62
22	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 14.042,17	R\$ 70.271,41	R\$ 56.229,25	R\$ 16.923,37	R\$ 2.078,97	R\$ 70.271,41	R\$ 8.632,56		R\$ 53.348,05	R\$ 6.553,59	R\$ 13.097,22
23	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 14.753,01	R\$ 72.379,56	R\$ 57.626,54	R\$ 17.634,21	R\$ 1.969,36	R\$ 72.379,56	R\$ 8.083,22		R\$ 54.745,34	R\$ 6.113,86	R\$ 19.211,08
24	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 15.492,38	R\$ 74.550,94	R\$ 59.058,56	R\$ 18.373,58	R\$ 1.865,39	R\$ 74.550,94	R\$ 7.568,83		R\$ 56.177,36	R\$ 5.703,44	R\$ 24.914,52
25	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 16.261,30	R\$ 76.787,47	R\$ 60.526,17	R\$ 19.142,50	R\$ 1.766,78	R\$ 76.787,47	R\$ 7.087,18		R\$ 57.644,97	R\$ 5.320,40	R\$ 30.234,92

CdTe – aumento de 5% a.a. na tarifa e na COSIP

Período (ano)	Geração de Energia (kWh/ano)	Consumo de Energia (kWh/ano)	Energia a ser comprada (kWh/ano)	Tarifa (R\$/kWh)	COSIP (valor cobrado mensalmente por um ano)	COSIP (total anual)	Gastos com Energia Comprada com Sistema FV	Gastos com Energia Comprada sem Sistema FV	Economia Devido à Geração FV
0									
1	53160,00	56734	3574,00	0,6317	R\$ 161,29	R\$ 1.935,48	R\$ 4.193,18	R\$ 37.774,35	R\$ 33.581,17
2	52894,20	56734	3839,80	0,663285	R\$ 169,35	R\$ 2.032,25	R\$ 4.579,14	R\$ 39.663,07	R\$ 35.083,93
3	52629,73	56734	4104,27	0,69644925	R\$ 177,82	R\$ 2.133,87	R\$ 4.992,28	R\$ 41.646,22	R\$ 36.653,94
4	52366,58	56734	4367,42	0,731271713	R\$ 186,71	R\$ 2.240,56	R\$ 5.434,33	R\$ 43.728,53	R\$ 38.294,20
5	52104,75	56734	4629,25	0,767835298	R\$ 196,05	R\$ 2.352,59	R\$ 5.907,09	R\$ 45.914,96	R\$ 40.007,86
6	51844,22	56734	4889,78	0,806227063	R\$ 205,85	R\$ 2.470,22	R\$ 6.412,49	R\$ 48.210,70	R\$ 41.798,22
7	51585,00	56734	5149,00	0,846538416	R\$ 216,14	R\$ 2.593,73	R\$ 6.952,55	R\$ 50.621,24	R\$ 43.668,69
8	51327,08	56734	5406,92	0,888865337	R\$ 226,95	R\$ 2.723,41	R\$ 7.529,44	R\$ 53.152,30	R\$ 45.622,86
9	51070,44	56734	5663,56	0,933308604	R\$ 238,30	R\$ 2.859,59	R\$ 8.145,43	R\$ 55.809,92	R\$ 47.664,48
10	50815,09	56734	5918,91	0,979974034	R\$ 250,21	R\$ 3.002,56	R\$ 8.802,94	R\$ 58.600,41	R\$ 49.797,47
11	50561,01	56734	6172,99	1,028972736	R\$ 262,72	R\$ 3.152,69	R\$ 9.504,53	R\$ 61.530,43	R\$ 52.025,91
12	50308,21	56734	6425,79	1,080421373	R\$ 275,86	R\$ 3.310,33	R\$ 10.252,89	R\$ 64.606,95	R\$ 54.354,06
13	50056,67	56734	6677,33	1,134442441	R\$ 289,65	R\$ 3.475,84	R\$ 11.050,89	R\$ 67.837,30	R\$ 56.786,41
14	49806,39	56734	6927,61	1,191164563	R\$ 304,14	R\$ 3.649,64	R\$ 11.901,57	R\$ 71.229,17	R\$ 59.327,60
15	49557,35	56734	7176,65	1,250722791	R\$ 319,34	R\$ 3.832,12	R\$ 12.808,11	R\$ 74.790,62	R\$ 61.982,51
16	49309,57	56734	7424,43	1,313258931	R\$ 335,31	R\$ 4.023,72	R\$ 13.773,93	R\$ 78.530,16	R\$ 64.756,23
17	49063,02	56734	7670,98	1,378921877	R\$ 352,08	R\$ 4.224,91	R\$ 14.802,59	R\$ 82.456,66	R\$ 67.654,07
18	48817,70	56734	7916,30	1,447867971	R\$ 369,68	R\$ 4.436,16	R\$ 15.897,91	R\$ 86.579,50	R\$ 70.681,59
19	48573,61	56734	8160,39	1,52026137	R\$ 388,16	R\$ 4.657,96	R\$ 17.063,88	R\$ 90.908,47	R\$ 73.844,59
20	48330,75	56734	8403,25	1,596274438	R\$ 407,57	R\$ 4.890,86	R\$ 18.304,76	R\$ 95.453,90	R\$ 77.149,14
21	48089,09	56734	8644,91	1,67608816	R\$ 427,95	R\$ 5.135,40	R\$ 19.625,03	R\$ 100.226,59	R\$ 80.601,56
22	47848,65	56734	8885,35	1,759892568	R\$ 449,35	R\$ 5.392,17	R\$ 21.029,44	R\$ 105.237,92	R\$ 84.208,48
23	47609,40	56734	9124,60	1,847887197	R\$ 471,82	R\$ 5.661,78	R\$ 22.523,01	R\$ 110.499,82	R\$ 87.976,81
24	47371,36	56734	9362,64	1,940281557	R\$ 495,41	R\$ 5.944,87	R\$ 24.111,04	R\$ 116.024,81	R\$ 91.913,77
25	47134,50	56734	9599,50	2,037295634	R\$ 520,18	R\$ 6.242,12	R\$ 25.799,13	R\$ 121.826,05	R\$ 96.026,91

Período (ano)	Investimento Inicial	O&M	Reposição Inversores	Gasto anual com energia comprada com sistema FV	Gasto anual com energia comprada sem sistema FV	Economia Devido à Geração FV	Total com Sistema	VP com Sistema	Total sem Sistema	VP sem Sistema	VPL com Sistema	Total com Sistema	VP com Sistema	VPL
0	R\$ 288.120,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 288.120,00	R\$ 288.120,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 419.588,23	R\$ 288.120,00	R\$ 288.120,00	R\$ 288.120,00
1	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 4.193,18	R\$ 37.774,35	R\$ 33.581,17	R\$ 7.074,38	R\$ 6.431,25	R\$ 37.774,35	R\$ 34.340,32	VPL sem	R\$ 30.699,97	R\$ 27.909,07	R\$ 260.210,93
2	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 4.579,14	R\$ 39.663,07	R\$ 35.083,93	R\$ 7.460,34	R\$ 6.165,57	R\$ 39.663,07	R\$ 32.779,39	Sistema	R\$ 32.202,73	R\$ 26.613,83	R\$ 233.597,11
3	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 4.992,28	R\$ 41.646,22	R\$ 36.653,94	R\$ 7.873,48	R\$ 5.915,46	R\$ 41.646,22	R\$ 31.289,42	R\$ 519.361,77	R\$ 33.772,74	R\$ 25.373,96	R\$ 208.223,15
4	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.434,33	R\$ 43.728,53	R\$ 38.294,20	R\$ 8.315,53	R\$ 5.679,62	R\$ 43.728,53	R\$ 29.867,17	Diferença	R\$ 35.413,00	R\$ 24.187,55	R\$ 184.035,60
5	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.907,09	R\$ 45.914,96	R\$ 40.007,86	R\$ 8.788,29	R\$ 5.456,84	R\$ 45.914,96	R\$ 28.509,58	VPL's	R\$ 37.126,66	R\$ 23.052,74	R\$ 160.982,86
6	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 6.412,49	R\$ 48.210,70	R\$ 41.798,22	R\$ 9.293,69	R\$ 5.246,04	R\$ 48.210,70	R\$ 27.213,69	R\$ 99.773,54	R\$ 38.917,02	R\$ 21.967,64	R\$ 139.015,22
7	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 6.952,55	R\$ 50.621,24	R\$ 43.668,69	R\$ 9.833,75	R\$ 5.046,27	R\$ 50.621,24	R\$ 25.976,70		R\$ 40.787,49	R\$ 20.930,43	R\$ 118.084,79
8	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 7.529,44	R\$ 53.152,30	R\$ 45.622,86	R\$ 10.410,64	R\$ 4.856,64	R\$ 53.152,30	R\$ 24.795,94		R\$ 42.741,66	R\$ 19.939,30	R\$ 98.145,49
9	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 8.145,43	R\$ 55.809,92	R\$ 47.664,48	R\$ 11.026,63	R\$ 4.676,37	R\$ 55.809,92	R\$ 23.668,85		R\$ 44.783,28	R\$ 18.992,48	R\$ 79.153,01
10	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 48.980,40	R\$ 8.802,94	R\$ 58.600,41	R\$ 49.797,47	R\$ 60.664,54	R\$ 23.388,81	R\$ 58.600,41	R\$ 22.593,00		R\$ 2.064,13	R\$ 795,81	R\$ 79.948,82
11	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 9.504,53	R\$ 61.530,43	R\$ 52.025,91	R\$ 12.385,73	R\$ 4.341,12	R\$ 61.530,43	R\$ 21.566,04		R\$ 49.144,71	R\$ 17.224,92	R\$ 62.723,90
12	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 10.252,89	R\$ 64.606,95	R\$ 54.354,06	R\$ 13.134,09	R\$ 4.184,93	R\$ 64.606,95	R\$ 20.585,77		R\$ 51.472,86	R\$ 16.400,84	R\$ 46.323,06
13	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 11.050,89	R\$ 67.837,30	R\$ 56.786,41	R\$ 13.932,09	R\$ 4.035,63	R\$ 67.837,30	R\$ 19.650,05		R\$ 53.905,21	R\$ 15.614,42	R\$ 30.708,64
14	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 11.901,57	R\$ 71.229,17	R\$ 59.327,60	R\$ 14.782,77	R\$ 3.892,76	R\$ 71.229,17	R\$ 18.756,87		R\$ 56.446,40	R\$ 14.864,10	R\$ 15.844,54
15	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 12.808,11	R\$ 74.790,62	R\$ 61.982,51	R\$ 15.689,31	R\$ 3.755,90	R\$ 74.790,62	R\$ 17.904,28		R\$ 59.101,31	R\$ 14.148,38	R\$ 1.696,15
16	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 13.773,93	R\$ 78.530,16	R\$ 64.756,23	R\$ 16.655,13	R\$ 3.624,64	R\$ 78.530,16	R\$ 17.090,45		R\$ 61.875,03	R\$ 13.465,81	R\$ 11.769,66
17	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 14.802,59	R\$ 82.456,66	R\$ 67.654,07	R\$ 17.683,79	R\$ 3.498,64	R\$ 82.456,66	R\$ 16.313,61		R\$ 64.772,87	R\$ 12.814,97	R\$ 24.584,62
18	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 15.897,91	R\$ 86.579,50	R\$ 70.681,59	R\$ 18.779,11	R\$ 3.377,59	R\$ 86.579,50	R\$ 15.572,08		R\$ 67.800,39	R\$ 12.194,50	R\$ 36.779,12
19	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 17.063,88	R\$ 90.908,47	R\$ 73.844,59	R\$ 19.945,08	R\$ 3.261,18	R\$ 90.908,47	R\$ 14.864,26		R\$ 70.963,39	R\$ 11.603,08	R\$ 48.382,20
20	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 48.980,40	R\$ 18.304,76	R\$ 95.453,90	R\$ 77.149,14	R\$ 20.166,36	R\$ 10.429,78	R\$ 95.453,90	R\$ 14.188,61		R\$ 75.287,54	R\$ 3.758,83	R\$ 52.141,03
21	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 19.625,03	R\$ 100.226,59	R\$ 80.601,56	R\$ 22.506,23	R\$ 3.041,28	R\$ 100.226,59	R\$ 13.543,68		R\$ 77.720,36	R\$ 10.502,40	R\$ 62.643,43
22	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 21.029,44	R\$ 105.237,92	R\$ 84.208,48	R\$ 23.910,64	R\$ 2.937,33	R\$ 105.237,92	R\$ 12.928,05		R\$ 81.327,28	R\$ 9.990,73	R\$ 72.634,16
23	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 22.523,01	R\$ 110.499,82	R\$ 87.976,81	R\$ 25.404,21	R\$ 2.837,10	R\$ 110.499,82	R\$ 12.340,42		R\$ 85.095,61	R\$ 9.503,32	R\$ 82.137,48
24	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 24.111,04	R\$ 116.024,81	R\$ 91.913,77	R\$ 26.992,24	R\$ 2.740,40	R\$ 116.024,81	R\$ 11.779,49		R\$ 89.032,57	R\$ 9.039,09	R\$ 91.176,56
25	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 25.799,13	R\$ 121.826,05	R\$ 96.026,91	R\$ 28.680,33	R\$ 2.647,08	R\$ 121.826,05	R\$ 11.244,06		R\$ 93.145,71	R\$ 8.596,98	R\$ 99.773,54

p-Si – aumento de 1% a.a. na tarifa e na COSIP

Período (ano)	Geração de Energia (kWh/ano)	Consumo de Energia (kWh/ano)	Energia a ser comprada (kWh/ano)	Tarifa (R\$/kWh)	COSIP (valor cobrado mensalmente por um ano)	COSIP (total anual)	Gastos com Energia Comprada com Sistema FV	Gastos com Energia Comprada sem Sistema FV	Economia Devido à Geração FV
0									
1	52780,00	56734	3954,00	0,6317	R\$ 161,29	R\$ 1.935,48	R\$ 4.433,22	R\$ 37.774,35	R\$ 33.341,13
2	52516,10	56734	4217,90	0,638017	R\$ 162,90	R\$ 1.954,83	R\$ 4.645,93	R\$ 38.152,09	R\$ 33.506,16
3	52253,52	56734	4480,48	0,64439717	R\$ 164,53	R\$ 1.974,38	R\$ 4.861,59	R\$ 38.533,61	R\$ 33.672,02
4	51992,25	56734	4741,75	0,650841142	R\$ 166,18	R\$ 1.994,13	R\$ 5.080,25	R\$ 38.918,95	R\$ 33.838,70
5	51732,29	56734	5001,71	0,657349553	R\$ 167,84	R\$ 2.014,07	R\$ 5.301,94	R\$ 39.308,14	R\$ 34.006,20
6	51473,63	56734	5260,37	0,663923049	R\$ 169,52	R\$ 2.034,21	R\$ 5.526,69	R\$ 39.701,22	R\$ 34.174,53
7	51216,26	56734	5517,74	0,670562279	R\$ 171,21	R\$ 2.054,55	R\$ 5.754,54	R\$ 40.098,23	R\$ 34.343,69
8	50960,18	56734	5773,82	0,677267902	R\$ 172,92	R\$ 2.075,10	R\$ 5.985,52	R\$ 40.499,21	R\$ 34.513,69
9	50705,38	56734	6028,62	0,684040581	R\$ 174,65	R\$ 2.095,85	R\$ 6.219,67	R\$ 40.904,21	R\$ 34.684,54
10	50451,85	56734	6282,15	0,690880987	R\$ 176,40	R\$ 2.116,81	R\$ 6.457,02	R\$ 41.313,25	R\$ 34.856,23
11	50199,59	56734	6534,41	0,697789797	R\$ 178,16	R\$ 2.137,97	R\$ 6.697,62	R\$ 41.726,38	R\$ 35.028,76
12	49948,59	56734	6785,41	0,704767695	R\$ 179,95	R\$ 2.159,35	R\$ 6.941,49	R\$ 42.143,64	R\$ 35.202,16
13	49698,85	56734	7035,15	0,711815372	R\$ 181,75	R\$ 2.180,95	R\$ 7.188,67	R\$ 42.565,08	R\$ 35.376,41
14	49450,36	56734	7283,64	0,718933525	R\$ 183,56	R\$ 2.202,76	R\$ 7.439,21	R\$ 42.990,73	R\$ 35.551,52
15	49203,11	56734	7530,89	0,726122861	R\$ 185,40	R\$ 2.224,78	R\$ 7.693,14	R\$ 43.420,64	R\$ 35.727,50
16	48957,09	56734	7776,91	0,733384089	R\$ 187,25	R\$ 2.247,03	R\$ 7.950,49	R\$ 43.854,85	R\$ 35.904,35
17	48712,30	56734	8021,70	0,74071793	R\$ 189,13	R\$ 2.269,50	R\$ 8.211,32	R\$ 44.293,39	R\$ 36.082,08
18	48468,74	56734	8265,26	0,748125109	R\$ 191,02	R\$ 2.292,20	R\$ 8.475,64	R\$ 44.736,33	R\$ 36.260,68
19	48226,40	56734	8507,60	0,75560636	R\$ 192,93	R\$ 2.315,12	R\$ 8.743,52	R\$ 45.183,69	R\$ 36.440,17
20	47985,27	56734	8748,73	0,763162424	R\$ 194,86	R\$ 2.338,27	R\$ 9.014,97	R\$ 45.635,53	R\$ 36.620,55
21	47745,34	56734	8988,66	0,770794048	R\$ 196,80	R\$ 2.361,65	R\$ 9.290,06	R\$ 46.091,88	R\$ 36.801,82
22	47506,61	56734	9227,39	0,778501989	R\$ 198,77	R\$ 2.385,27	R\$ 9.568,81	R\$ 46.552,80	R\$ 36.983,99
23	47269,08	56734	9464,92	0,786287009	R\$ 200,76	R\$ 2.409,12	R\$ 9.851,27	R\$ 47.018,33	R\$ 37.167,06
24	47032,74	56734	9701,26	0,794149879	R\$ 202,77	R\$ 2.433,21	R\$ 10.137,47	R\$ 47.488,51	R\$ 37.351,04
25	46797,57	56734	9936,43	0,802091377	R\$ 204,80	R\$ 2.457,55	R\$ 10.427,47	R\$ 47.963,40	R\$ 37.535,93

Período (ano)	Investimento Inicial	O&M	Reposição Inversores	Gasto anual com energia comprada com sistema FV	Gasto anual com energia comprada sem sistema FV	Economia Devido à Geração FV	Total com Sistema	VP com Sistema	Total sem Sistema	VP sem Sistema	VPL com Sistema	Total com Sistema	VP com Sistema	VPL
0	R\$ 288.120,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 288.120,00	R\$ 288,120,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 396.327,74	R\$ 288.120,00	R\$ 288.120,00	R\$ 288.120,00
1	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 4.433,22	R\$ 37.774,35	R\$ 33.341,13	R\$ 7.314,42	R\$ 6.649,47	R\$ 37.774,35	R\$ 34.340,32	VPL sem Sistema	R\$ 30.459,93	R\$ 27.690,84	R\$ 260.429,16
2	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 4.645,93	R\$ 38.152,09	R\$ 33.506,16	R\$ 7.527,13	R\$ 6.220,77	R\$ 38.152,09	R\$ 31.530,65		R\$ 30.624,96	R\$ 25.309,89	R\$ 235.119,27
3	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 4.861,59	R\$ 38.533,61	R\$ 33.672,02	R\$ 7.742,79	R\$ 5.817,27	R\$ 38.533,61	R\$ 28.950,87	R\$ 370.036,11	R\$ 30.790,82	R\$ 23.133,60	R\$ 211.985,67
4	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.080,25	R\$ 38.918,95	R\$ 33.838,70	R\$ 7.961,45	R\$ 5.437,78	R\$ 38.918,95	R\$ 26.582,17	Diferença VPLs	R\$ 30.957,50	R\$ 21.144,39	R\$ 190.841,28
5	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.301,94	R\$ 39.308,14	R\$ 34.006,20	R\$ 8.183,14	R\$ 5.081,09	R\$ 39.308,14	R\$ 24.407,26		R\$ 31.125,00	R\$ 19.326,18	R\$ 171.515,11
6	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.526,69	R\$ 39.701,22	R\$ 34.174,53	R\$ 8.407,89	R\$ 4.746,03	R\$ 39.701,22	R\$ 22.410,30	R\$ 26.291,63	R\$ 31.293,33	R\$ 17.664,27	R\$ 153.850,84
7	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.754,54	R\$ 40.098,23	R\$ 34.343,69	R\$ 8.635,74	R\$ 4.431,50	R\$ 40.098,23	R\$ 20.576,73		R\$ 31.462,49	R\$ 16.145,23	R\$ 137.705,61
8	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.985,52	R\$ 40.499,21	R\$ 34.513,69	R\$ 8.866,72	R\$ 4.136,39	R\$ 40.499,21	R\$ 18.893,18		R\$ 31.632,49	R\$ 14.756,79	R\$ 122.948,82
9	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 6.219,67	R\$ 40.904,21	R\$ 34.684,54	R\$ 9.100,87	R\$ 3.859,66	R\$ 40.904,21	R\$ 17.347,38		R\$ 31.803,34	R\$ 13.487,72	R\$ 109.461,10
10	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 48.980,40	R\$ 6.457,02	R\$ 41.313,25	R\$ 34.856,23	R\$ 58.318,62	R\$ 22.484,35	R\$ 41.313,25	R\$ 15.928,05		R\$ 17.005,37	R\$ 6.556,31	R\$ 116.017,40
11	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 6.697,62	R\$ 41.726,38	R\$ 35.028,76	R\$ 9.578,82	R\$ 3.357,32	R\$ 41.726,38	R\$ 14.624,84		R\$ 32.147,56	R\$ 11.267,52	R\$ 104.749,88
12	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 6.941,49	R\$ 42.143,64	R\$ 35.202,16	R\$ 9.822,69	R\$ 3.129,81	R\$ 42.143,64	R\$ 13.428,26		R\$ 32.320,96	R\$ 10.298,45	R\$ 94.451,43
13	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 7.188,67	R\$ 42.565,08	R\$ 35.376,41	R\$ 10.069,87	R\$ 2.916,88	R\$ 42.565,08	R\$ 12.329,59		R\$ 32.495,21	R\$ 9.412,70	R\$ 85.038,72
14	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 7.439,21	R\$ 42.990,73	R\$ 35.551,52	R\$ 10.320,41	R\$ 2.717,69	R\$ 42.990,73	R\$ 11.320,80		R\$ 32.670,32	R\$ 8.603,12	R\$ 76.435,61
15	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 7.693,14	R\$ 43.420,64	R\$ 35.727,50	R\$ 10.574,34	R\$ 2.531,41	R\$ 43.420,64	R\$ 10.394,56		R\$ 32.846,30	R\$ 7.863,14	R\$ 68.572,46
16	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 7.950,49	R\$ 43.854,85	R\$ 35.904,35	R\$ 10.831,69	R\$ 2.357,29	R\$ 43.854,85	R\$ 9.544,09		R\$ 33.023,15	R\$ 7.186,80	R\$ 61.385,66
17	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 8.211,32	R\$ 44.293,39	R\$ 36.082,08	R\$ 11.092,52	R\$ 2.194,60	R\$ 44.293,39	R\$ 8.763,21		R\$ 33.200,88	R\$ 6.568,62	R\$ 54.817,05
18	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 8.475,64	R\$ 44.736,33	R\$ 36.260,68	R\$ 11.356,84	R\$ 2.042,63	R\$ 44.736,33	R\$ 8.046,22		R\$ 33.379,48	R\$ 6.003,59	R\$ 48.813,45
19	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 8.743,52	R\$ 45.183,69	R\$ 36.440,17	R\$ 11.624,72	R\$ 1.900,73	R\$ 45.183,69	R\$ 7.387,89		R\$ 33.558,97	R\$ 5.487,16	R\$ 43.326,29
20	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 48.980,40	R\$ 9.014,97	R\$ 45.635,53	R\$ 36.620,55	R\$ 60.876,57	R\$ 9.048,91	R\$ 45.635,53	R\$ 6.783,43		R\$ 15.241,05	R\$ 2.265,48	R\$ 45.591,78
21	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 9.290,06	R\$ 46.091,88	R\$ 36.801,82	R\$ 12.171,26	R\$ 1.644,71	R\$ 46.091,88	R\$ 6.228,42		R\$ 33.920,62	R\$ 4.583,71	R\$ 41.008,06
22	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 9.568,81	R\$ 46.552,80	R\$ 36.983,99	R\$ 12.450,01	R\$ 1.529,43	R\$ 46.552,80	R\$ 5.718,82		R\$ 34.102,79	R\$ 4.189,39	R\$ 36.818,67
23	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 9.851,27	R\$ 47.018,33	R\$ 37.167,06	R\$ 12.732,47	R\$ 1.421,94	R\$ 47.018,33	R\$ 5.250,92		R\$ 34.285,86	R\$ 3.828,98	R\$ 32.989,69
24	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 10.137,47	R\$ 47.488,51	R\$ 37.351,04	R\$ 13.018,67	R\$ 1.321,73	R\$ 47.488,51	R\$ 4.821,30		R\$ 34.469,84	R\$ 3.499,57	R\$ 29.490,12
25	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 10.427,47	R\$ 47.963,40	R\$ 37.535,93	R\$ 13.308,67	R\$ 1.228,34	R\$ 47.963,40	R\$ 4.426,83		R\$ 34.654,73	R\$ 3.198,49	R\$ 26.291,63

p-Si – aumento de 3% a.a. na tarifa e na COSIP

Período (ano)	Geração de Energia (kWh/ano)	Consumo de Energia (kWh/ano)	Energia a ser comprada (kWh/ano)	Tarifa (R\$/kWh)	COSIP (valor cobrado mensalmente por um ano)	COSIP (total anual)	Gastos com Energia Comprada com Sistema FV	Gastos com Energia Comprada sem Sistema FV	Economia Devido à Geração FV
0									
1	52780,00	56734	3954,00	0,6317	R\$ 161,29	R\$ 1.935,48	R\$ 4.433,22	R\$ 37.774,35	R\$ 33.341,13
2	52516,10	56734	4217,90	0,650651	R\$ 166,13	R\$ 1.993,54	R\$ 4.737,93	R\$ 38.907,58	R\$ 34.169,65
3	52253,52	56734	4480,48	0,67017053	R\$ 171,11	R\$ 2.053,35	R\$ 5.056,04	R\$ 40.074,81	R\$ 35.018,77
4	51992,25	56734	4741,75	0,690275646	R\$ 176,25	R\$ 2.114,95	R\$ 5.388,06	R\$ 41.277,05	R\$ 35.888,99
5	51732,29	56734	5001,71	0,710983915	R\$ 181,53	R\$ 2.178,40	R\$ 5.734,53	R\$ 42.515,36	R\$ 36.780,83
6	51473,63	56734	5260,37	0,732313433	R\$ 186,98	R\$ 2.243,75	R\$ 6.095,99	R\$ 43.790,82	R\$ 37.694,83
7	51216,26	56734	5517,74	0,754282836	R\$ 192,59	R\$ 2.311,06	R\$ 6.473,00	R\$ 45.104,55	R\$ 38.631,55
8	50960,18	56734	5773,82	0,776911321	R\$ 198,37	R\$ 2.380,40	R\$ 6.866,14	R\$ 46.457,68	R\$ 39.591,54
9	50705,38	56734	6028,62	0,80021866	R\$ 204,32	R\$ 2.451,81	R\$ 7.276,02	R\$ 47.851,41	R\$ 40.575,39
10	50451,85	56734	6282,15	0,82422522	R\$ 210,45	R\$ 2.525,36	R\$ 7.703,27	R\$ 49.286,96	R\$ 41.583,69
11	50199,59	56734	6534,41	0,848951977	R\$ 216,76	R\$ 2.601,12	R\$ 8.148,52	R\$ 50.765,56	R\$ 42.617,04
12	49948,59	56734	6785,41	0,874420536	R\$ 223,26	R\$ 2.679,16	R\$ 8.612,45	R\$ 52.288,53	R\$ 43.676,08
13	49698,85	56734	7035,15	0,900653152	R\$ 229,96	R\$ 2.759,53	R\$ 9.095,76	R\$ 53.857,19	R\$ 44.761,43
14	49450,36	56734	7283,64	0,927672747	R\$ 236,86	R\$ 2.842,32	R\$ 9.599,15	R\$ 55.472,90	R\$ 45.873,75
15	49203,11	56734	7530,89	0,955502929	R\$ 243,97	R\$ 2.927,59	R\$ 10.123,38	R\$ 57.137,09	R\$ 47.013,71
16	48957,09	56734	7776,91	0,984168017	R\$ 251,28	R\$ 3.015,41	R\$ 10.669,20	R\$ 58.851,20	R\$ 48.182,00
17	48712,30	56734	8021,70	1,013693058	R\$ 258,82	R\$ 3.105,88	R\$ 11.237,41	R\$ 60.616,74	R\$ 49.379,33
18	48468,74	56734	8265,26	1,044103849	R\$ 266,59	R\$ 3.199,05	R\$ 11.828,84	R\$ 62.435,24	R\$ 50.606,40
19	48226,40	56734	8507,60	1,075426965	R\$ 274,59	R\$ 3.295,03	R\$ 12.444,33	R\$ 64.308,30	R\$ 51.863,97
20	47985,27	56734	8748,73	1,107689774	R\$ 282,82	R\$ 3.393,88	R\$ 13.084,76	R\$ 66.237,55	R\$ 53.152,79
21	47745,34	56734	8988,66	1,140920467	R\$ 291,31	R\$ 3.495,69	R\$ 13.751,04	R\$ 68.224,67	R\$ 54.473,64
22	47506,61	56734	9227,39	1,175148081	R\$ 300,05	R\$ 3.600,56	R\$ 14.444,11	R\$ 70.271,41	R\$ 55.827,31
23	47269,08	56734	9464,92	1,210402523	R\$ 309,05	R\$ 3.708,58	R\$ 15.164,94	R\$ 72.379,56	R\$ 57.214,62
24	47032,74	56734	9701,26	1,246714599	R\$ 318,32	R\$ 3.819,84	R\$ 15.914,54	R\$ 74.550,94	R\$ 58.636,40
25	46797,57	56734	9936,43	1,284116037	R\$ 327,87	R\$ 3.934,43	R\$ 16.693,96	R\$ 76.787,47	R\$ 60.093,51

Período (ano)	Investimento Inicial	O&M	Reposição Inversores	Gasto anual com energia comprada com sistema FV	Gasto anual com energia comprada sem sistema FV	Economia Devido à Geração FV	Total com Sistema	VP com Sistema	Total sem Sistema	VP sem Sistema	VPL com Sistema	Total com Sistema	VP com Sistema	VPL
0	R\$ 288.120,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 288.120,00	R\$ 288.120,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 407.765,54	R\$ 288.120,00	R\$ 288.120,00	R\$ 288.120,00
1	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 4.433,22	R\$ 37.774,35	R\$ 33.341,13	R\$ 7.314,42	R\$ 6.649,47	R\$ 37.774,35	R\$ 34.340,32	VPL sem	R\$ 30.459,93	R\$ 27.690,84	R\$ 260.429,16
2	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 4.737,93	R\$ 38.907,58	R\$ 34.169,65	R\$ 7.619,13	R\$ 6.296,80	R\$ 38.907,58	R\$ 32.155,02	Sistema	R\$ 31.288,45	R\$ 25.858,23	R\$ 234.570,93
3	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.056,04	R\$ 40.074,81	R\$ 35.018,77	R\$ 7.937,24	R\$ 5.963,36	R\$ 40.074,81	R\$ 30.108,79	R\$ 435.350,80	R\$ 32.137,57	R\$ 24.145,43	R\$ 210.425,50
4	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.388,06	R\$ 41.277,05	R\$ 35.888,99	R\$ 8.269,26	R\$ 5.648,02	R\$ 41.277,05	R\$ 28.192,78	Diferença	R\$ 33.007,79	R\$ 22.544,76	R\$ 187.880,74
5	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.734,53	R\$ 42.515,36	R\$ 36.780,83	R\$ 8.615,73	R\$ 5.349,69	R\$ 42.515,36	R\$ 26.398,69	VPL's	R\$ 33.899,63	R\$ 21.049,00	R\$ 166.831,74
6	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 6.095,99	R\$ 43.790,82	R\$ 37.694,83	R\$ 8.977,19	R\$ 5.067,39	R\$ 43.790,82	R\$ 24.718,78	R\$ 27.585,26	R\$ 34.813,63	R\$ 19.651,39	R\$ 147.180,35
7	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 6.473,00	R\$ 45.104,55	R\$ 38.631,55	R\$ 9.354,20	R\$ 4.800,18	R\$ 45.104,55	R\$ 23.145,76		R\$ 35.750,35	R\$ 18.345,58	R\$ 128.834,77
8	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 6.866,14	R\$ 46.457,68	R\$ 39.591,54	R\$ 9.747,34	R\$ 4.547,21	R\$ 46.457,68	R\$ 21.672,85		R\$ 36.710,34	R\$ 17.125,64	R\$ 111.709,13
9	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 7.276,02	R\$ 47.851,41	R\$ 40.575,39	R\$ 10.157,22	R\$ 4.307,65	R\$ 47.851,41	R\$ 20.293,67		R\$ 37.694,19	R\$ 15.986,02	R\$ 95.723,11
10	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 48.980,40	R\$ 7.703,27	R\$ 49.286,96	R\$ 41.583,69	R\$ 59.564,87	R\$ 22.964,83	R\$ 49.286,96	R\$ 19.002,26		R\$ 39.735,84	R\$ 13.977,17	R\$ 85.758,52
11	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 8.148,52	R\$ 50.765,56	R\$ 42.617,04	R\$ 11.029,72	R\$ 3.865,85	R\$ 50.765,56	R\$ 17.793,02		R\$ 40.794,88	R\$ 12.998,51	R\$ 72.760,01
12	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 8.612,45	R\$ 52.288,53	R\$ 43.676,08	R\$ 11.493,65	R\$ 3.662,23	R\$ 52.288,53	R\$ 16.660,74		R\$ 41.880,23	R\$ 12.131,21	R\$ 60.628,80
13	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 9.095,76	R\$ 53.857,19	R\$ 44.761,43	R\$ 11.976,96	R\$ 3.469,30	R\$ 53.857,19	R\$ 15.600,51		R\$ 42.992,55	R\$ 11.321,28	R\$ 49.307,52
14	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 9.599,15	R\$ 55.472,90	R\$ 45.873,75	R\$ 12.480,35	R\$ 3.286,47	R\$ 55.472,90	R\$ 14.607,75		R\$ 44.132,51	R\$ 10.564,97	R\$ 38.742,55
15	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 10.123,38	R\$ 57.137,09	R\$ 47.013,71	R\$ 13.004,58	R\$ 3.113,19	R\$ 57.137,09	R\$ 13.678,17		R\$ 45.300,80	R\$ 9.858,77	R\$ 28.883,78
16	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 10.669,20	R\$ 58.851,20	R\$ 48.182,00	R\$ 13.550,40	R\$ 2.948,96	R\$ 58.851,20	R\$ 12.807,74		R\$ 46.498,13	R\$ 9.199,41	R\$ 19.684,37
17	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 11.237,41	R\$ 60.616,74	R\$ 49.379,33	R\$ 14.118,61	R\$ 2.793,29	R\$ 60.616,74	R\$ 11.992,70		R\$ 47.725,20	R\$ 8.583,80	R\$ 11.100,57
18	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 11.828,84	R\$ 62.435,24	R\$ 50.606,40	R\$ 14.710,04	R\$ 2.645,73	R\$ 62.435,24	R\$ 11.229,53		R\$ 48.982,77	R\$ 8.009,07	R\$ 3.091,50
19	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 12.444,33	R\$ 64.308,30	R\$ 51.863,97	R\$ 15.325,53	R\$ 2.505,85	R\$ 64.308,30	R\$ 10.514,92		R\$ 1.291,19	R\$ 191,93	R\$ 2.899,57
20	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 48.980,40	R\$ 13.084,76	R\$ 66.237,55	R\$ 53.152,79	R\$ 64.946,36	R\$ 9.653,86	R\$ 66.237,55	R\$ 9.845,79		R\$ 51.592,44	R\$ 6.971,72	R\$ 4.072,14
21	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 13.751,04	R\$ 68.224,67	R\$ 54.473,64	R\$ 16.632,24	R\$ 2.247,52	R\$ 68.224,67	R\$ 9.219,24		R\$ 52.946,11	R\$ 6.504,22	R\$ 10.576,36
22	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 14.444,11	R\$ 70.271,41	R\$ 55.827,31	R\$ 17.325,31	R\$ 2.128,34	R\$ 70.271,41	R\$ 8.632,56		R\$ 54.333,42	R\$ 6.067,86	R\$ 16.644,22
23	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 15.164,94	R\$ 72.379,56	R\$ 57.214,62	R\$ 18.046,14	R\$ 2.015,36	R\$ 72.379,56	R\$ 8.083,22		R\$ 55.755,20	R\$ 5.660,58	R\$ 22.304,80
24	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 15.914,54	R\$ 74.550,94	R\$ 58.636,40	R\$ 18.795,74	R\$ 1.908,25	R\$ 74.550,94	R\$ 7.568,83		R\$ 57.212,31	R\$ 5.280,47	R\$ 27.585,26
25	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 16.693,96	R\$ 76.787,47	R\$ 60.093,51	R\$ 19.575,16	R\$ 1.806,71	R\$ 76.787,47	R\$ 7.087,18				

p-Si – aumento de 5% na tarifa e na COSIP

Período (ano)	Geração de Energia (kWh/ano)	Consumo de Energia (kWh/ano)	Energia a ser comprada (kWh/ano)	Tarifa (R\$/kWh)	COSIP (valor cobrado mensalmente por um ano)	COSIP (total anual)	Gastos com Energia Comprada com Sistema FV	Gastos com Energia Comprada sem Sistema FV	Economia Devido à Geração FV
0									
1	52780,00	56734	3954,00	0,6317	R\$ 161,29	R\$ 1.935,48	R\$ 4.433,22	R\$ 37.774,35	R\$ 33.341,13
2	52516,10	56734	4217,90	0,663285	R\$ 169,35	R\$ 2.032,25	R\$ 4.829,92	R\$ 39.663,07	R\$ 34.833,14
3	52253,52	56734	4480,48	0,69644925	R\$ 177,82	R\$ 2.133,87	R\$ 5.254,29	R\$ 41.646,22	R\$ 36.391,92
4	51992,25	56734	4741,75	0,731271713	R\$ 186,71	R\$ 2.240,56	R\$ 5.708,07	R\$ 43.728,53	R\$ 38.020,46
5	51732,29	56734	5001,71	0,767835298	R\$ 196,05	R\$ 2.352,59	R\$ 6.193,08	R\$ 45.914,96	R\$ 39.721,88
6	51473,63	56734	5260,37	0,806227063	R\$ 205,85	R\$ 2.470,22	R\$ 6.711,27	R\$ 48.210,70	R\$ 41.499,43
7	51216,26	56734	5517,74	0,846538416	R\$ 216,14	R\$ 2.593,73	R\$ 7.264,71	R\$ 50.621,24	R\$ 43.356,53
8	50960,18	56734	5773,82	0,888865337	R\$ 226,95	R\$ 2.723,41	R\$ 7.855,56	R\$ 53.152,30	R\$ 45.296,74
9	50705,38	56734	6028,62	0,933308604	R\$ 238,30	R\$ 2.859,59	R\$ 8.486,15	R\$ 55.809,92	R\$ 47.323,77
10	50451,85	56734	6282,15	0,979974034	R\$ 250,21	R\$ 3.002,56	R\$ 9.158,91	R\$ 58.600,41	R\$ 49.441,50
11	50199,59	56734	6534,41	1,028972736	R\$ 262,72	R\$ 3.152,69	R\$ 9.876,42	R\$ 61.530,43	R\$ 51.654,01
12	49948,59	56734	6785,41	1,080421373	R\$ 275,86	R\$ 3.310,33	R\$ 10.641,42	R\$ 64.606,95	R\$ 53.965,53
13	49698,85	56734	7035,15	1,134442441	R\$ 289,65	R\$ 3.475,84	R\$ 11.456,81	R\$ 67.837,30	R\$ 56.380,49
14	49450,36	56734	7283,64	1,191164563	R\$ 304,14	R\$ 3.649,64	R\$ 12.325,65	R\$ 71.229,17	R\$ 58.903,51
15	49203,11	56734	7530,89	1,250722791	R\$ 319,34	R\$ 3.832,12	R\$ 13.251,18	R\$ 74.790,62	R\$ 61.539,45
16	48957,09	56734	7776,91	1,313258931	R\$ 335,31	R\$ 4.023,72	R\$ 14.236,82	R\$ 78.530,16	R\$ 64.293,34
17	48712,30	56734	8021,70	1,378921877	R\$ 352,08	R\$ 4.224,91	R\$ 15.286,20	R\$ 82.456,66	R\$ 67.170,46
18	48468,74	56734	8265,26	1,447867971	R\$ 369,68	R\$ 4.436,16	R\$ 16.403,16	R\$ 86.579,50	R\$ 70.176,34
19	48226,40	56734	8507,60	1,52026137	R\$ 388,16	R\$ 4.657,96	R\$ 17.591,74	R\$ 90.908,47	R\$ 73.316,73
20	47985,27	56734	8748,73	1,596274438	R\$ 407,57	R\$ 4.890,86	R\$ 18.856,24	R\$ 95.453,90	R\$ 76.597,66
21	47745,34	56734	8988,66	1,67608816	R\$ 427,95	R\$ 5.135,40	R\$ 20.201,19	R\$ 100.226,59	R\$ 80.025,40
22	47506,61	56734	9227,39	1,759892568	R\$ 449,35	R\$ 5.392,17	R\$ 21.631,38	R\$ 105.237,92	R\$ 83.606,54
23	47269,08	56734	9464,92	1,847887197	R\$ 471,82	R\$ 5.661,78	R\$ 23.151,89	R\$ 110.499,82	R\$ 87.347,93
24	47032,74	56734	9701,26	1,940281557	R\$ 495,41	R\$ 5.944,87	R\$ 24.768,06	R\$ 116.024,81	R\$ 91.256,75
25	46797,57	56734	9936,43	2,037295634	R\$ 520,18	R\$ 6.242,12	R\$ 26.485,56	R\$ 121.826,05	R\$ 95.340,49

Período (ano)	Investimento Inicial	O&M	Reposição Inversores	Gasto anual com energia comprada com sistema FV	Gasto anual com energia comprada sem sistema FV	Economia Devido à Geração FV	Total com Sistema	VP com Sistema	Total sem Sistema	VP sem Sistema	VPL com Sistema	Total com Sistema	VP com Sistema	VPL
0	R\$ 288.120,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 288.120,00	R\$ 288.120,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 422.734,96	R\$ 288.120,00	R\$ 288.120,00	R\$ 288.120,00
1	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 4.433,22	R\$ 37.774,35	R\$ 33.341,13	R\$ 7.314,42	R\$ 6.649,47	R\$ 37.774,35	R\$ 34.340,32	VPL sem	R\$ 30.459,93	R\$ 27.690,84	R\$ 260.429,16
2	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 4.829,92	R\$ 39.663,07	R\$ 34.833,14	R\$ 7.711,12	R\$ 6.372,83	R\$ 39.663,07	R\$ 32.779,39	Sistema	R\$ 31.951,94	R\$ 26.406,56	R\$ 234.022,60
3	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.254,29	R\$ 41.646,22	R\$ 36.391,92	R\$ 8.135,49	R\$ 6.112,32	R\$ 41.646,22	R\$ 31.289,42	R\$ 519.361,77	R\$ 33.510,72	R\$ 25.177,10	R\$ 208.845,49
4	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 5.708,07	R\$ 43.728,53	R\$ 38.020,46	R\$ 8.589,27	R\$ 5.866,58	R\$ 43.728,53	R\$ 29.867,17	Diferença	R\$ 35.139,26	R\$ 24.000,59	R\$ 184.844,90
5	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 6.193,08	R\$ 45.914,96	R\$ 39.721,88	R\$ 9.074,28	R\$ 5.634,41	R\$ 45.914,96	R\$ 28.509,58	VPLs	R\$ 36.840,68	R\$ 22.875,16	R\$ 161.969,74
6	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 6.711,27	R\$ 48.210,70	R\$ 41.499,43	R\$ 9.592,47	R\$ 5.414,70	R\$ 48.210,70	R\$ 27.213,69	R\$ 96.626,81	R\$ 38.618,23	R\$ 21.798,99	R\$ 140.170,75
7	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 7.264,71	R\$ 50.621,24	R\$ 43.356,53	R\$ 10.145,91	R\$ 5.206,45	R\$ 50.621,24	R\$ 25.976,70		R\$ 40.475,33	R\$ 20.770,25	R\$ 119.400,51
8	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 7.855,56	R\$ 53.152,30	R\$ 45.296,74	R\$ 10.736,76	R\$ 5.008,78	R\$ 53.152,30	R\$ 24.795,94		R\$ 42.415,54	R\$ 19.787,16	R\$ 99.613,35
9	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 8.486,15	R\$ 55.809,92	R\$ 47.323,77	R\$ 11.367,35	R\$ 4.820,87	R\$ 55.809,92	R\$ 23.668,85		R\$ 44.442,57	R\$ 18.847,99	R\$ 80.765,36
10	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 48.980,40	R\$ 9.158,91	R\$ 58.600,41	R\$ 49.441,50	R\$ 61.020,51	R\$ 23.526,05	R\$ 58.600,41	R\$ 22.593,00		R\$ 2.420,10	R\$ 933,05	R\$ 81.698,41
11	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 9.876,42	R\$ 61.530,43	R\$ 51.654,01	R\$ 12.757,62	R\$ 4.471,47	R\$ 61.530,43	R\$ 21.566,04		R\$ 48.772,81	R\$ 17.094,57	R\$ 64.603,84
12	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 10.641,42	R\$ 64.606,95	R\$ 53.965,53	R\$ 13.522,62	R\$ 4.308,72	R\$ 64.606,95	R\$ 20.585,77		R\$ 51.084,33	R\$ 16.277,04	R\$ 48.326,80
13	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 11.456,81	R\$ 67.837,30	R\$ 56.380,49	R\$ 14.338,01	R\$ 4.153,21	R\$ 67.837,30	R\$ 19.650,05		R\$ 53.499,29	R\$ 15.496,84	R\$ 32.829,96
14	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 12.325,65	R\$ 71.229,17	R\$ 58.903,51	R\$ 15.206,85	R\$ 4.004,44	R\$ 71.229,17	R\$ 18.756,87		R\$ 56.022,31	R\$ 14.752,43	R\$ 18.077,53
15	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 13.251,18	R\$ 74.790,62	R\$ 61.539,45	R\$ 16.132,38	R\$ 3.861,96	R\$ 74.790,62	R\$ 17.904,28		R\$ 58.658,25	R\$ 14.042,32	R\$ 4.035,22
16	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 14.236,82	R\$ 78.530,16	R\$ 64.293,34	R\$ 17.118,02	R\$ 3.725,38	R\$ 78.530,16	R\$ 17.090,45		R\$ 61.412,14	R\$ 13.365,07	R\$ 9.329,85
17	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 15.286,20	R\$ 82.456,66	R\$ 67.170,46	R\$ 18.167,40	R\$ 3.594,32	R\$ 82.456,66	R\$ 16.313,61		R\$ 64.289,26	R\$ 12.719,29	R\$ 22.049,14
18	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 16.403,16	R\$ 86.579,50	R\$ 70.176,34	R\$ 19.284,36	R\$ 3.468,46	R\$ 86.579,50	R\$ 15.572,08		R\$ 67.295,14	R\$ 12.103,62	R\$ 34.152,76
19	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 17.591,74	R\$ 90.908,47	R\$ 73.316,73	R\$ 20.472,94	R\$ 3.347,49	R\$ 90.908,47	R\$ 14.864,26		R\$ 70.435,53	R\$ 11.516,77	R\$ 45.669,54
20	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 48.980,40	R\$ 18.856,24	R\$ 95.453,90	R\$ 76.597,66	R\$ 20.717,84	R\$ 10.511,76	R\$ 95.453,90	R\$ 14.188,61		R\$ 74.736,06	R\$ 3.676,86	R\$ 49.346,39
21	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 20.201,19	R\$ 100.226,59	R\$ 80.025,40	R\$ 23.082,39	R\$ 3.119,14	R\$ 100.226,59	R\$ 13.543,68		R\$ 77.144,20	R\$ 10.424,54	R\$ 59.770,93
22	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 21.631,38	R\$ 105.237,92	R\$ 83.606,54	R\$ 24.512,58	R\$ 3.011,27	R\$ 105.237,92	R\$ 12.928,05		R\$ 80.725,34	R\$ 9.916,78	R\$ 69.687,72
23	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 23.151,89	R\$ 110.499,82	R\$ 87.347,93	R\$ 26.033,09	R\$ 2.907,33	R\$ 110.499,82	R\$ 12.340,42		R\$ 84.466,73	R\$ 9.433,09	R\$ 79.120,81
24	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 24.768,06	R\$ 116.024,81	R\$ 91.256,75	R\$ 27.649,26	R\$ 2.807,11	R\$ 116.024,81	R\$ 11.779,49		R\$ 88.375,55	R\$ 8.972,38	R\$ 88.093,19
25	R\$ 0,00	R\$ 2.881,20	R\$ 0,00	R\$ 26.485,56	R\$ 121.826,05	R\$ 95.340,49	R\$ 29.366,76	R\$ 2.710,43	R\$ 121.826,05	R\$ 11.244,06		R\$ 92.459,29	R\$ 8.533,62	R\$ 96.626,81

ANEXO A – CATÁLOGO DO INVERSOR

Solar inverters

ABB string inverters

TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD

20 to 27.6 kW



The three-phase commercial inverter offers more flexibility and control to installers who have large installations with varying aspects or orientations.

The dual input section containing two independent Maximum Power Point Tracking (MPPT), allows optimal energy harvesting from two sub-arrays oriented in different directions.

The TRIO features a high speed and precise MPPT algorithm for real power tracking and improved energy harvesting.

High efficiency at all output levels

Flat efficiency curves ensure high efficiency at all output levels ensuring consistent and stable performance across the entire input voltage and output power range.

This device has an efficiency rating of up to 98.2%.

The very wide input voltage range makes the inverter suitable for installations with reduced string size.

Highlights

- True three-phase bridge topology for DC/AC output converter
- Transformerless topology
- Each inverter is set on specific grid codes which can be selected in the field
- Detachable wiring box to allow an easy installation
- Wide input voltage range

Power and productivity
for a better world™



Additional highlights

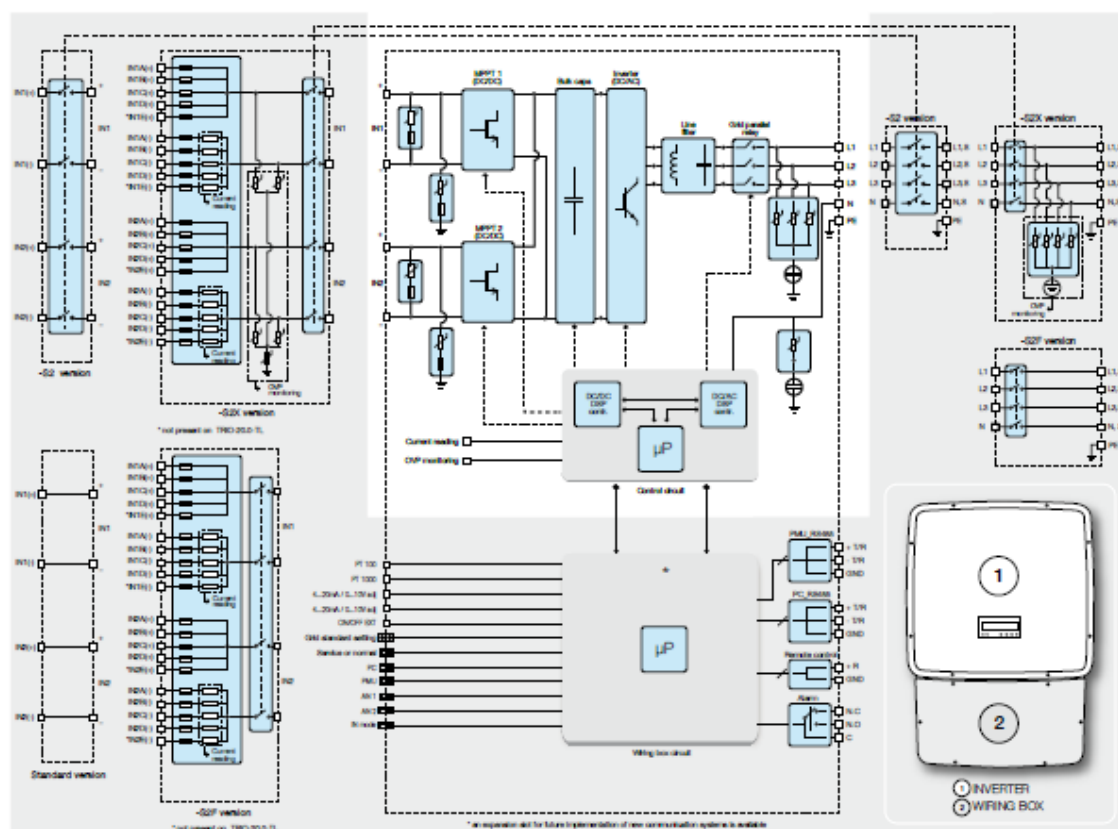
- Integrated string combiner with different options of configuration which include DC and AC disconnect switch in compliance with international standards (S2, S1J, -S2J, -S2F and -S2X versions)
- Natural convection cooling for maximum reliability
- Outdoor enclosure for unrestricted use under any environmental conditions
- Capability to connect external sensors for monitoring environmental conditions
- Availability of auxiliary DC output voltage (24 V, 300 mA)



Technical data and types

Type code	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,dc}$)	1000 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	430 V (adj. 250...500 V)	
Operating DC input voltage range ($V_{min} - V_{max}$)	$0.7 \times V_{max}$ 550 V (min 200 V)	
Rated DC input voltage (V_{dc})	620 V	
Rated DC input power (P_{dc})	20750 W	28600 W
Number of independent MPPT	2	
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{dc,mppt}$)	12000 W	16000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{dc}	440...800 V	500...800 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null (800 V $V_{dc,mppt}$ 950 V)	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{dc} , max unbalance example	12000 W (480 V $V_{dc,mppt}$ 800 V) the other channel: P_{dc} 12000 W	16000 W (500 V $V_{dc,mppt}$ 800 V) the other channel: P_{dc} 16000 W
Maximum DC input current ($I_{dc,mppt}$) / for each MPPT ($I_{dc,mppt}$)	50.0 A / 25.0 A	64.0 A / 32.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	30.0 A	40.0 A
Number of DC inputs pairs for each MPPT	1 (4 in -S2X, -S2F, -S1J, -S2J versions)	1 (6 in -S2X and -S2F versions, 4 in -S1J and -S2J)
DC connection type	PV quick fit connector ²⁾ / Screw terminal block on Standard and -S2 versions	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes, 4	
Input over voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester (-S2X, -S1J and -S2J versions)	-S2X: type 2; -S1J, -S1J: type 1+2	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	40 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three-phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power (P_{ac} @cosφ=1)	20000 W	27600 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @cosφ=1)	22000 W ⁴⁾	30000 W ⁴⁾
Maximum apparent power (S_{ac})	22000 VA	30570 VA
Rated AC grid voltage (V_{ac})	400 V	
AC voltage range	320...480 V ¹⁾	
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	33.0 A	45.0 A
Contributory fault current	35.0 A	45.0 A
Rated output frequency (f)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min} - f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.9 with P_{ac} = 20.0 kW; ± 0.8 with max 22.2 kVA	
Total current harmonic distortion	< 3%	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland PG36	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	50.0 A	63.0 A
Output overvoltage protection - varistor	4	
Output overvoltage protection - plug in modular surge arrester (-S2X version)	4 (Type 2)	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	98.2%	
Weighted efficiency (EURO/CEC)	98.0% / 98.0%	
Feed in power threshold	40 W	
Night consumption	< 0.6 W	

Block diagram of TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD



Technical data and types

Type code	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Communication		
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.)	
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)	
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.)	
User interface	Graphic display	
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 45°C/113°F	
Relative humidity	0...100% condensing	
Sound pressure level, typical	50 dBA @ 1 m	
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft	
Physical		
Environmental protection rating	IP65	
Cooling	Natural	
Dimension (H x W x D)	1061 mm x 702 mm x 292 mm / 41.7" x 27.6" x 11.5"	
Weight	< 70.0 kg / 154.3 lbs (Standard version)	< 75.0 kg / 165.4 lbs (Standard version)
Mounting system	Wall bracket	
Safety		
Isolation level	Transformerless	
Marking	CE (50 Hz only), RCM	
Safety and EMC standard	EN 50178, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, AS/NZS 3100, AS/NZS 60950.1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, CEI 0-21, CEI 0-16, DIN V VDE V 0128-1-1, VDE AR-N 4105, G69/3, C10/Y11, EN 50438 (not for all national appendices), RD 1699, RD 413, RD 661, P.O. 12.3, AS 4777, BDEW, NRS-097-2-1, MEA, IEC 61727, IEC 62116, Ordinul 30/2013, VFR 2014	
Grid standard (check your sales channel for availability)		
Available products variants		
Standard	TRIO-20.0-TL-OUTD-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-400
With DC+AC switch	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2-400
With DC+AC switch and fuse	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2F-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2F-400
With DC+AC switch, fuse and surge arrester	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2X-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400
With DC+AC switch, fuse and 1 DC surge arrester Type 1 + 2	TRIO-20.0-TL-OUTD-S1J-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S1J-400
With DC+AC switch, fuse and 2 DC surge arrester Type 1 + 2	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2J-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2J-400

¹⁾ The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard

²⁾ Limited to 20000 W for Germany

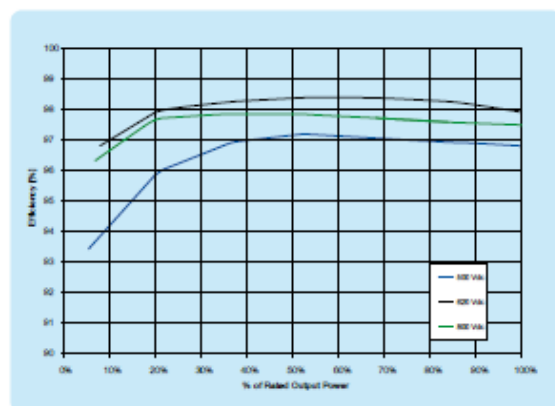
³⁾ The Frequency range may vary depending on specific country grid standard

⁴⁾ Limited to 27600 W for Germany

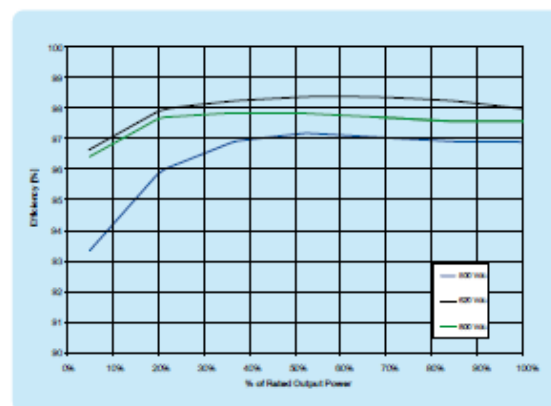
⁵⁾ Please refer to the document "String inverters - Product manual appendix" available at www.abb.com/solarinverters for information on the quick-fit connector brand and model used in the inverter

Remark: Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

Efficiency curves of TRIO-20.0-TL-OUTD



Efficiency curves of TRIO-27.6-TL-OUTD



BCD.003.79 Rev. F 06.06.2016

Support and service

ABB supports its customers with dedicated, global service organization in more than 60 countries and strong regional and national technical partner networks providing complete range of life cycle services.

For more information please contact your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solarinverters
www.abb.com/solar
www.abb.com

© Copyright 2016 ABB. All rights reserved.
 Specifications subject to change without notice.



Power and productivity
for a better world™



ANEXO B – CATÁLOGO DO MÓDULO DE CdTe



First Solar Series 4™ PV Module

ADVANCED THIN FILM SOLAR TECHNOLOGY



**117.5 WATT MODULE
EFFICIENCY OF 16.3%**

INDUSTRY BENCHMARK SOLAR MODULES

As a global leader in PV energy, First Solar's advanced thin film solar modules have set the industry benchmark with over 10 gigawatts (GW) installed worldwide and a proven performance advantage over conventional crystalline silicon solar modules. Generating more energy than competing modules with the same power rating, First Solar's Series 4™ and Series 4A™ PV Modules deliver superior performance and reliability to our customers.



PROVEN ENERGY YIELD ADVANTAGE

- Generates more energy than conventional crystalline silicon solar modules with the same power
- Superior temperature coefficient resulting in greater energy yield in typical field operating temperatures
- Superior spectral response resulting in a proven energy yield advantage in humid environments
- Anti-reflective coated glass (Series 4A™) enhances energy production



ADVANCED PERFORMANCE & RELIABILITY

- Long-term power-output warranted for 25 years
- Compatible with advanced 1500V plant architectures
- Highly predictable energy in all climates and applications
- Independently certified for reliable performance in high temperature, high humidity, extreme desert and coastal environments based on accelerated life and stress tests

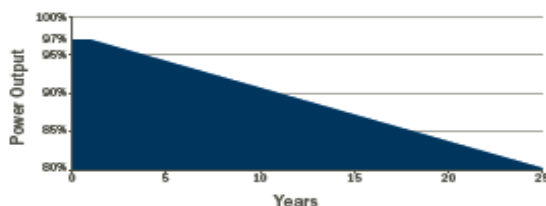


CERTIFICATIONS & TESTS

- PID-Free, Thresher Test, Long-Term Sequential Test, and ATLAS 25+¹
- IEC 61646 1500V, IEC 61730 1500V, CE
- IEC 61701 Salt Mist Corrosion, IEC 60068-2-68 Dust and Sand Resistance
- ISO 9001:2008 and ISO 14001:2004
- UL 1703 and ULC 1703 Listed Class B Fire Rating (Class A Spread of Flame)
- CSI Eligible (CA-USA), FSEC (FL-USA), MCS (UK), CEC Listed (Australia), JET (Japan)², SII (Israel), InMetro (Brazil)²



MODULE WARRANTY³

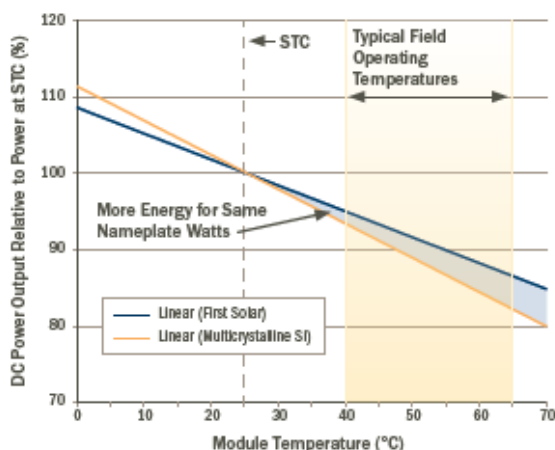


- 25-Year Linear Performance Warranty⁴
- 10-Year Limited Product Warranty

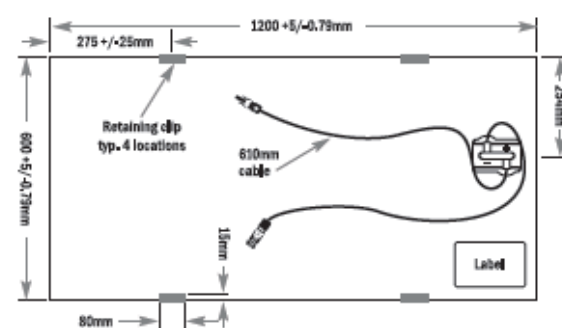
FIRST SOLAR SERIES 4™ PV MODULE

MECHANICAL DESCRIPTION		MODULE NUMBERS AND RATINGS AT STC ^{1,6}							
Length	1200mm	NOMINAL VALUES		FS-4105-2 FS-4105A-2	FS-4107-2 FS-4107A-2	FS-4110-2 FS-4110A-2	FS-4112-2 FS-4112A-2	FS-4115-2 FS-4115A-2	FS-4117-2 FS-4117A-2
Width	600mm								
Weight	12kg	Nominal Power (± 5%)	P _{MPP} (W)	105.0	107.5	110.0	112.5	115.0	117.5
Thickness	6.8mm	Voltage at P _{MAX}	V _{MPP} (V)	67.8	68.6	69.4	70.2	70.5	71.2
Area	0.72m²	Current at P _{MAX}	I _{MPP} (A)	1.55	1.57	1.59	1.60	1.63	1.65
Leadwire	2.5mm², 610mm	Open Circuit Voltage	V _{OC} (V)	86.0	86.6	87.2	87.7	87.8	88.2
Connectors	MC4 ⁹	Short Circuit Current	I _{SC} (A)	1.74	1.75	1.75	1.75	1.78	1.79
Bypass Diode	None	Module Efficiency	%	14.6	14.9	15.3	15.6	16.0	16.3
Cell Type	Thin-film CdTe semiconductor, up to 216 cells	Maximum System Voltage	V _{SYS} (V)	1500 ⁷					
Frame Material	None	Limiting Reverse Current	I _R (A)	4.0					
		Maximum Series Fuse	I _{CF} (A)	4.0					
		MODULE NUMBERS AND RATINGS AT 800W/m², NOCT ⁸ 45°C, AM 1.5 ¹							
Front Glass	3.2mm heat strengthened Series 4A™ Includes anti-reflective coating	Nominal Power (± 5%)	P _{MPP} (W)	78.3	80.1	82.0	83.9	85.8	87.6
Back Glass	3.2mm tempered	Voltage at P _{MAX}	V _{MPP} (V)	62.6	63.1	64.1	65.0	65.5	65.9
		Current at P _{MAX}	I _{MPP} (A)	1.25	1.27	1.28	1.29	1.31	1.33
		Open Circuit Voltage	V _{OC} (V)	81.0	81.6	82.1	82.6	82.7	83.1
Encapsulation	Laminate material with edge seal	Short Circuit Current	I _{SC} (A)	1.40	1.41	1.41	1.41	1.44	1.44
Load Rating	2400Pa ¹⁰	TEMPERATURE CHARACTERISTICS							
		Module Operating Temperature Range	(°C)	-40 to +85					
		Temperature Coefficient of P _{MPP}	T _K (P _{MPP})	-0.34%/°C					
		Temperature Coefficient of V _{OC}	T _K (V _{OC})	-0.29%/°C					
		Temperature Coefficient of I _{SC}	T _K (I _{SC})	+0.04%/°C					

SUPERIOR TEMPERATURE COEFFICIENT



MECHANICAL DRAWING



END-OF-LIFE RECYCLING

- Recycling services available through First Solar's industry-leading recycling program or customer-selected third party.

Disclaimer

The information included in this Module Datasheet is subject to change without notice and is provided for informational purposes only. No contractual rights are established or should be inferred because of user's reliance on the information contained in this Module Datasheet. Please refer to the appropriate Module User Guide and Module Product Specification document for more detailed technical information regarding module performance, installation and use.

The First Solar logo, First Solar™, and all products denoted with ® are registered trademarks, and those denoted with a ™ are trademarks of First Solar, Inc.

- Device package meets ATLAS 25+.
- Testing Certifications/Listings pending.
- Limited power output and product warranties subject to warranty terms and conditions.
- Ensures 97% rated power in first year, -0.7%/year through year 25.
- Standard Test Conditions (STC) 1000W/m², AM 1.5, 25°C
- All ratings ±10%, unless specified otherwise. Specifications are subject to change.
- Application Class A for 1000V (class II), Application Class B for 1500V (class I)
- Nominal Operating Cell Temperature: Module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C air temperature, 3m/s wind speed.
- Multi-Contact MC4 (PV-KST4/PV-KBT4)
- Higher load ratings can be met with additional clips or wider clips, subject to testing

ANEXO C – CATÁLOGO DO MÓDULO DE p-Si





DOUBLE-GLASS MODULE

DYMOND

CS6K-260 | 265 | 270 | 275P-FG

Canadian Solar's Dymond CS6K-P-FG module is a 60 cell double-glass module with an extended power output warranty. By replacing the traditional polymer backsheet with heat-strengthened glass, the Dymond module has a lower annual power degradation than a traditional module and better protection against the elements, making it more reliable and durable during its lifetime.

KEY FEATURES

-  Up to IEC1500 V_{DC} system voltage, saving on BoS costs
-  Minimizes micro-cracks and prevents snail trails
-  21.5 % more energy generation
-  Suitable for harsh environments, such as coasts, deserts and lakes
-  Fire Class A and Type 3 / Type 13 certified according to IEC 61730-2 / MST 23 and UL 1703
-  5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load



*Transparent double-glass module can be provided upon request.



30 years

power output warranty



10 years

product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
 ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / CEC AU / INMETRO
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC60068-2-68:SGS
 UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1
 Take-e-way





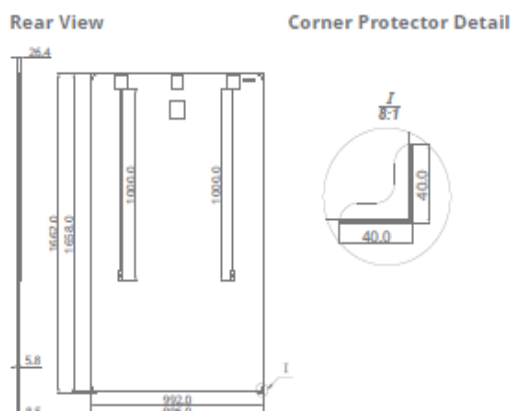




* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 16 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

ENGINEERING DRAWING (mm)



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6K	260P-FG	265P-FG	270P-FG	275P-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W	275 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V	31.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.0 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A	9.45 A
Module Efficiency	15.81%	16.11%	16.42%	16.72%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	Type 3 / Type 13 (UL 1703) or CLASS A (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6K	260P-FG	265P-FG	270P-FG	275P-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	189 W	192 W	196 W	199 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.7 V	27.9 V	28.1 V	28.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.80 A	6.88 A	6.96 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.5 V	34.7 V	34.8 V	34.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.39 A	7.48 A	7.55 A	7.66 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

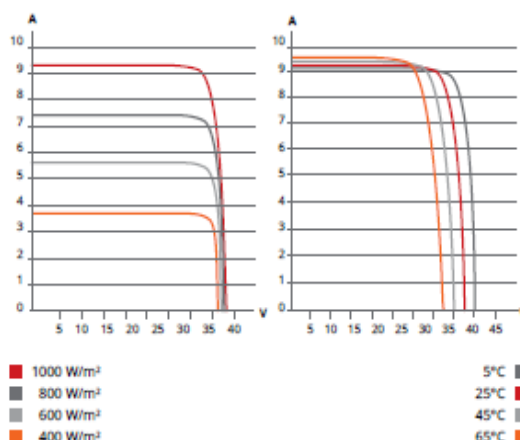
PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.5 % for irradiances between 200 W/m² and 1000 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

CS6K-265P-FG / I-V CURVES



MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6x10)
Dimensions	1658x992x5.8 mm (65.3x39.1x0.23 in) without J-Box and corner protector
(Incl. corner protector)	1662x996x8.5 mm (65.4x39.2x0.33 in) without J-Box
Weight	23 kg (50.7 lbs)
Front / Back Glass	2.5 mm heat strengthened glass
Frame	Frameless
J-Box	Split J-Box, IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000 V (UL)
Cable Length	1000 mm (39.4 in), 500 mm (19.7 in) (+) and 350 mm (13.8 in) (-) is optional for portrait installation*
Connectors	H4 UTX (IEC), 05-6 (UL)
Per Pallet	30 pieces, 755 kg (1664.5 lbs)
Per Container (40' HQ)	780 pieces

* The application of this short length cable can only be used in portrait installation (clamping mounting method) systems in which the distance between modules should be less than or equal to 50 mm. In the event the distance between the PV modules to be installed is more than 50 mm, please make sure to consult our technical team for evaluation and advice.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PARTNER SECTION